

CARACTERIZACIÓN DEL DESEMPEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO INTERCONECTADO A LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN LA SEDE EL BOSQUE DE LA UNIVERSIDAD LIBRE.

ING. NAYIVER RODRIGUEZ LEÓN

Asesor: Dr. Fredy Giovanni Mesa

UNIVERSIDAD LIBRE

FACULTAD DE INGENIERÍA

MAESTRÍA EN INGENIERÍA CON ÉNFASIS EN ENERGÍAS ALTERNATIVAS

BOGOTÁ

2016

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	4
1 RESUMEN	6
2 ESTADO DEL ARTE.....	7
2.1 OBJETIVOS DEL PROYECTO	10
2.1.1 General.....	10
2.1.2 Especificos	10
2.2 NORMATIVIDAD	11
3 MARCO TEÓRICO.....	12
3.1.1 Situación y Emplazamiento.....	12
3.1.2 Movimientos de la Tierra.....	13
3.1.2 Coordenadas Solares	15
4 DETALLES EXPERIMENTALES.....	26
4.1 DISEÑO DEL SFVIR.....	26
4.1.1 Sistema Fotovoltaico	26
4.1.2 Inversor.....	35
4.1.3 Cableado.....	36
4.1.4 Puesta a Tierra	41
4.1.5 Protecciones	43
4.1.6 Sensor de temperatura.....	57
4.1.7 Sensor de Radiación	60
4.1.8 Voltaje AC.....	66
4.1.9 Voltaje DC.....	67
4.1.10 Corriente DC	69
4.1.11 Corriente AC	70
4.1.12 Medidores Monofasicos	71
4.2 HARDWARE DE ADQUISICIÓN DATOS.....	72
4.2.1 NI cDAQ-9172.....	72
4.2.2 NI_9205.....	73
4.2.3 Velocidad de muestreo:.....	73
4.2.4 Frecuencia máxima de muestreo.....	74
5 RESULTADOS Y DISCUSION.....	76
5.1 SOFTWARE.....	76
5.1.1 Adquisición de datos	76
5.1.2 Creación de archivos Pleno	77
5.1.3 Acondicionamiento de las seis señales	78
5.1.4 Valores RMS	79
5.1.5 Calculo de los valores Promedio.....	80
5.1.6 Detección de valores fuera del rango de calidad de energia.....	80
5.1.7 Ventanas de Panel frontal del SFIR.....	81
5.1.8 Pestaña Instantaneos	81
5.1.9 Pestaña Potencia-Energia-Thd	82
5.1.10 Pestaña Flicker	83
6 DESEMPEÑO.....	84
6.1 CONCEPTOS DE CALIDAD POTENCIA.....	84
6.1.1 Calidad de potencia en Sistemas Interconectados a la Red	85
6.1.2 Perturbaciones Calidad de Potencia	86
6.2 FACTOR DE POTENCIA	88
6.3 LINEAMIENTOS DE LA IEC61000-4-30 PARA LA DETECCIÓN DE EVENTOS	88
6.4 FLICKER	89
6.4.1 PST y PLT.....	90
7 RENDIMIENTO DEL SISTEMA	90
7.1 ANÁLISIS ESTADÍSTICO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	99
7.2 PRUEBAS REALIZADAS CON EL FLUKE 43B.....	109
8 CONCLUSIONES.....	114
9 BIBLIOGRAFÍA	115

Agradecimientos

En primera instancia a Dios,
a mi familia, especialmente a mi esposo y a mi hija
a mi tutor ,
a la Universidad Libre
por darme la oportunidad de hacer este sueño realidad.
Gracias

INTRODUCCIÓN

Palabras clave: Fotovoltaico (FV), Sistemas Fotovoltaicos (SFV), Sistema Fotovoltaico Interconectado a la Red de Distribución eléctrica (SFVIR), Generación Distribuida (GD), Building Integrated Photovoltaic Systems (BIPVS), Uso Racional de la Energía (URE), Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), Sistema Interconectado Nacional (SIN).

El Reporte Global sobre el Estado de las Energías Renovables REN21 2016 presenta en sus estadísticas la cuota estimada de energía renovable, en el consumo mundial final de energía para el 2015 figura 1. El 10,3% corresponden a fuentes renovables modernas, de ellas en el 1,4% se encuentran las energía eólica, solar, biomasa y energía geotérmica [1].

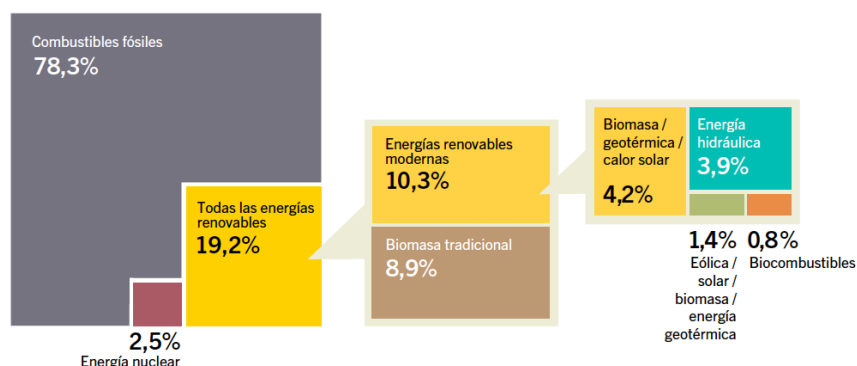


Figura 1: Participación estimada de Energía Renovable, en el Consumo Global de Energía, 2016

A nivel mundial en el 2015 la energía solar fotovoltaica sumó más de 50GW para un total de 227 GW. Figura 2. China registró un gran crecimiento con una adición de 15,2 GW, seguido de Alemania, Japón y Estados Unidos. Figura 3.

La energía SFV está empezando a jugar un papel importante en la generación de electricidad en algunos países, particularmente en Europa, mientras que los precios más bajos están abriendo nuevos mercados de África y Oriente Medio a Asia y América Latina.

Los precios del módulo se han estabilizado en Colombia el costo promedio de instalación es de 4,8 USD/W con IVA y aranceles [2], a nivel mundial los costos de producción se han reducido y la eficiencia de las células solares se ha incrementado. Muchos fabricantes comenzaron a expandir la capacidad de producción para satisfacer el crecimiento previsto de la demanda [1].

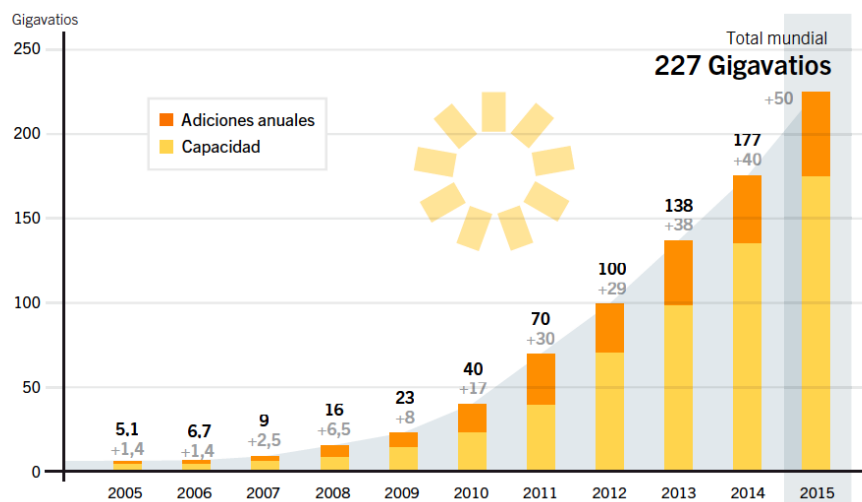


Figura 2: Capacidad y adiciones anuales de energía solar FV, 2005-2015 REN21 RENEWABLE ENERGY POLICITY NETWORK OF THE 21ST CENTURY, Pág (22)

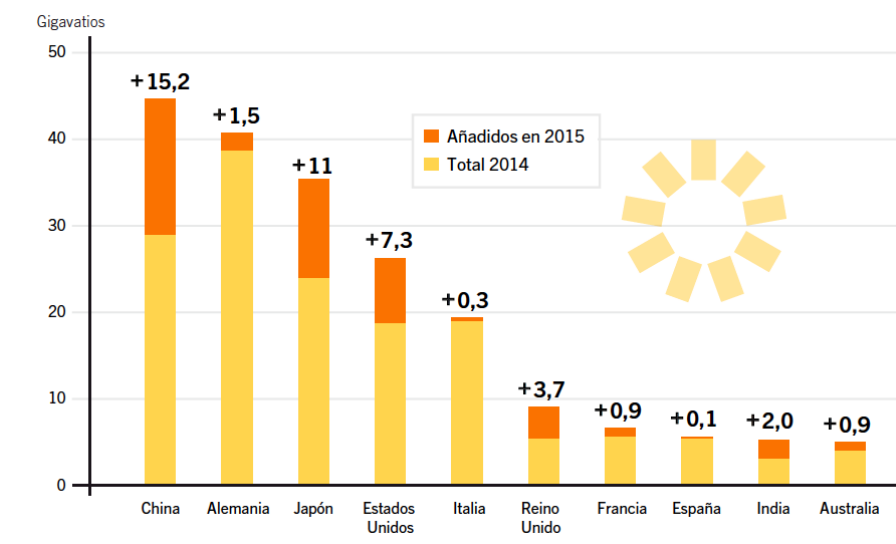


Figura 3: Capacidad y adiciones anuales de energía solar FV, 2005-2015 REN21 RENEWABLE ENERGY POLICITY NETWORK OF THE 21ST CENTURY, Pág (22)

De acuerdo con estimados realizados por CorpoEma (CorpoEma, 2010a), al año 2010 en Colombia existían alrededor de 9 MWp instalados en sistemas solar FV, cobijando tanto instalaciones profesionales como sistemas aislados diseminados en todo el territorio nacional. Un listado parcial de proyectos presenta capacidades que ascienden al orden de 2,5 MW, principalmente de pequeños sistemas desarrollados todos en los últimos 5 años lo que da un estimado nacional actualizado de capacidades instaladas en este tipo de sistemas en el orden de los 11,5 MWp a inicios de 2015. [2]

En Colombia los sistemas FV se han utilizado desde la década de los ochenta para la generación de energía a pequeña escala, especialmente en sitios donde no hay otras fuentes disponibles.

En el aspecto ambiental, es importante resaltar que los sistemas de energía solar en su operación no producen contaminantes o dióxido de carbono, proveen un suministro de energía seguro, económico, confiable, limpio y sostenible, y contar con nuevas plantas piloto FV permitirá ampliar la capacidad instalada de FNCER para la conexión al SIN.

1 RESUMEN

El proyecto de la planta fotovoltaica caracterizado en la Universidad Libre es liderado en el grupo de investigación DETECAL, el director de este trabajo de investigación denominado *“Caracterización Del Desempeño De Un Sistema Fotovoltaico Interconectado A La Red De Distribución Eléctrica En La Sede El Bosque De La Universidad Libre”* es el Doctor Fredy Giovanni Mesa Rodríguez reconocido investigador del tema Fotovoltaico a nivel Nacional.

Esta investigación se enfoca en los sistemas fotovoltaicos que son integrados en la estructura de los edificios o edificaciones, por ejemplo el tejado o la fachada [3] y que son conocidos como sistemas BIPVS, estos utilizan generación de electricidad de manera distribuida (GD) conocida también como generación in situ, la cual busca generar electricidad lo más cerca del lugar de consumo [4].

Se diseñó un SFVIR para el edificio de la Facultad de ingeniería de la Universidad Libre sede el Bosque en la ciudad de Bogotá, con capacidad máxima de 875Wp, en este existe

una interacción en doble vía con el sistema de distribución de energía. En condiciones específicas en las que se presente un excedente de energía esta podrá ser entregada a la red de baja tensión del edificio de los laboratorios de Ingeniería, en las horas de la noche cuando no hay radiación solar o cuando estén presentes condiciones meteorológicas adversas se toma la energía de la red, cambiando de esta manera para el usuario su tradicional papel de consumidor y permitiéndole ser un pequeño autogenerador de electricidad.

Este proyecto contemplo el dimensionamiento de los elementos del SFVIR, la Instalación y adecuación de los dispositivos con los que contaba previamente la Universidad , el cálculo de las protecciones eléctricas, la integración componentes disponibles en la universidad e incorporacion de nuevos elementos al montaje de la planta, la utilización de un sistema de adquisición de datos de la National Instruments, el diseño de una interfaz de usuario utilizando el software LabView que permite el registro, procesamiento, monitoreo las señales de voltaje, corriente, radiación y temperatura a través de un PC, finalmente se realizó un análisis de la información para determinar tanto la calidad de potencia eléctrica como la eficiencia del sistema interconectado a la red eléctrica.

2 ESTADO DEL ARTE

A nivel mundial, Una serie de proyectos a gran escala de generación distribuida con SFV instalados en los techos de los edificios e interconectados a la red de distribución local han tenido un enorme éxito en la Unión Europea, Estados Unidos y Japón. Este tipo de generación se enmarca dentro del concepto denominado *BIPVS* [5] y ha sido ampliamente desarrollado en diferentes investigaciones del mundo.

A continuación se mencionan algunas de las más relevantes publicaciones electrónicas de investigaciones de sistemas fotovoltaicos integrados en edificios (*BIPVS*) y *sistemas interconectados a la red* encontradas en revistas científicas y bases de datos académicas.

Para el 2008 se encuentra el documento “*Impact comparison of PV system integration in to rural and urban feeders, Energy Conversion and Management*” [6] , el cual está dirigido a evaluar el impacto de la proliferación de los sistemas fotovoltaicos conectados la red

(PVGCSs), Investigación enfocada en las líneas de distribución urbanas y rurales pertenecientes a la compañía eléctrica española analizados en las latitudes norte y sur.

Para el 2009, *“Research of BIPV optimal tilted angle, use of latitude concept for south orientated plans, Renewable Energy”* [7], analiza la correlación entre el ángulo óptimo para un PV fijo fotovoltaicos integrados en edificios (BIPV) del sistema y la latitud del sitio del sistema, medida en grados de acuerdo a estimaciones realizadas con el software PVSYST 3.41.

En cuanto a la investigación en Colombia los pioneros en el diseño, modelación, construcción implementación, evaluación de eficiencia y publicación de documentos científicos desde el año 2006 de SFVIR son los grupos de investigación de la Universidad Nacional de Colombia, ya que en el campus de Bogotá se instaló en el 2004 el primer sistema bajo este concepto.

En el 2009 el documento “Evaluación del Desempeño Energético de un Sistema BIPVS de 3,4kW y Dimensionamiento de un Sistema BIPVS para un Usuario Doméstico Típico en Bogotá, Colombia” [8], muestra los resultados obtenidos del primer sistema en el cual se monitoreo mediante una estación de adquisición y análisis de datos utilizando Instrumentación Virtual, obteniendo información del desempeño técnico, energético, y calidad de potencia generada por la planta solar para este punto geográfico de la ciudad de Bogotá.

Durante el 2010 se encuentra el documento *“Diseño de un sistema de generación eléctrica fotovoltaica y de una red eléctrica en corriente continua en Baja tensión para el laboratorio del nuevo edificio de Eléctrica II de la Universidad Industrial de Santander”* [9]. Este trabajo trata sobre el diseño de un sistema fotovoltaico AC/DC integrado a la red eléctrica a partir de dos subsistemas, uno conectado directamente a la red de aproximadamente 13 kWp como estrategia para mitigar el consumo de energía eléctrica de la red pública de un edificio del campus, y de una micro red en DC en baja tensión utilizada para la alimentación de cargas de como iluminación tipo Led; presenta aspectos económicos técnicos normativos y en general es uno de las investigaciones más completas encontradas a nivel nacional.

Por otra parte el recurso energético de Radiación solar en Bogotá es analizada para el 2010 por información histórica de estaciones meteorológicas como son las instaladas en

el Aeropuerto El Dorado, la Escuela de Ingeniería y el Departamento de Física de la Universidad Nacional; estas estaciones muestran que Bogotá cuenta con un recurso solar adecuado para realizar dimensionamientos de sistemas fotovoltaicos residenciales interconectados según lo expresado en el artículo “Estudio del Recurso Solar en la Ciudad de Bogotá para el Diseño de Sistemas Fotovoltaicos Interconectados Residenciales” [10].

En el 2011 se encuentra el proyecto “*Diseño de un sistema solar fotovoltaico de 20 kWp conectado a Red*”, [11] Este sistema fue diseñado para el campus Universitario de la Universidad Autónoma de Occidente, presenta un estado del arte de este tipo de sistemas en Colombia los equipos a utilizar, e incorporó el software HOMER para la evaluación Técnica y económica del proyecto datos necesarios para su futura implementación.

El artículo “*Performance and economic evaluation of the first grid-connected installation in Colombia, over 4 years of continuous operation*” [12], para febrero de 2011 presentó los resultados de la operación del sistema SFVIR instalado en la Universidad Nacional Sede Bogotá monitoreado durante cuatro años continuos, utilizando como herramienta para ello el concepto de instrumentación virtual se obtiene el rendimiento y la calidad de potencia eléctrica suministrada por la planta, también en esta investigación se concluye la viabilidad económica del sistema y la competitividad respecto a la generación tradicional, si fuese subsidiada la inversión inicial.

Otra investigación desarrollada en Colombia en el 2011 referente a sistemas FV es “*Analysis of the effect of the implementation of photovoltaic systems like option of distributed generation in Colombia* [4],” este artículo presenta las perspectivas futuras para el desarrollo de estos sistemas en Colombia, hace un análisis de la implementación de SFV como opción de generación distribuida, presenta como conclusión que la generación distribuida a partir FV podría ser una opción viable para Colombia.

En el 2013 el documento “Estudio Técnico - Económico Para La Implementación Masiva De Sistemas Solares Fotovoltaicos y un análisis técnico - económico para la implementación masiva de sistemas fotovoltaicos en las zonas residenciales de estrato cinco y seis de la ciudad de Cali. Este proyecto hace una estimación técnica y económica de los costos tanto de un sistema autónomo como de uno conectado a la red, también hace una simulación basado en el software HOMER, presenta aspectos como el medio ambiental, la diferencia de costos entre un solución autónoma y una conectada a la red y

concluye con la viabilidad técnica y económica de la implementación de estos sistemas pero recomienda revisar las limitaciones de la normatividad vigente.

La unidad de planeamiento minero energetico UPME, en el SGI&C-FNCER es el sistema de informacion y conocimiento de fuentes no convencionales de energia renovable en Colombia, en esta plataforma no se encuentra a la fecha ningun proyecto reportado de generacion solar Fotovoltaica por parte de las Universidades Bogotanas, sin embargo en las bases de datos de publicaciones academicas aparecen sistemas Interconectados instalados en las Universidades Nacional, Distrital, Central y con este proyecto se incorporaria la Universidad Libre sede el Bosque.

2.1 Objetivos del proyecto

2.1.1 General

Caracterizar el desempeño de un sistema fotovoltaico con capacidad de generación neta de 850 watts interconectado a la red de distribución eléctrica en la sede el bosque de la Universidad Libre.

2.1.2 Especificos

- Dimensionar los elementos del sistema FV según las normas IEEE929 NTC4405 y RETIE.
- Instalar El sistema Fotovoltaico en las instalaciones del edificio dispuesto por Decanatura de Ingeniería.
- Monitorear las señales análogas (voltaje, corriente, radiación y temperatura) a través de un PC y un sistema de adquisición de datos de la *National Instruments* que utilizará el software *Labview*, durante un periodo de un mes.
- Determinar tanto la calidad de potencia eléctrica como la eficiencia del sistema interconectado a la red eléctrica.

2.2 NORMATIVIDAD

A nivel internacional se encuentra la norma IEEE 929-2000 IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems.

El marco regulatorio en Colombia, la política energética se encuentra trazada en el Plan Energético Nacional. Dependiendo de cada subsector en particular, la política se torna indicativa o determinante, en mayor o menor medida [14].

En el mes de Octubre de 2001, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Ley 697 de 2001, esta ley declaró asunto de interés social, público y de conveniencia nacional, el uso racional y eficiente de la energía así como el uso de fuentes energéticas no convencionales. El objetivo de esta ley es promover y asesorar los proyectos URE y el uso de energías no convencionales, de acuerdo con los lineamientos del programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de energía no convencionales, PROURE, estudiando su viabilidad económica, financiera, tecnológica y ambiental [15].

En el año 2003 fue aprobado el Decreto reglamentario 3683 de dicha Ley [14]. El cual reglamento el uso racional y eficiente de la energía, de tal manera que se tenga la mayor eficiencia energética para asegurar el abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad del mercado energético colombiano, la protección al consumidor y la promoción de fuentes no convencionales de energía, dentro del marco del desarrollo sostenible y respetando la normatividad vigente sobre medio ambiente y los recursos naturales renovables [15].

Es importante resaltar que los aspectos técnicos de la tecnología solar FV fueron reglamentados entre los años 1997 y 2008 por el Instituto Colombiano de normas técnicas ICONTEC, para esta investigación las normas más relevantes son la NTC 2775 (términos y definiciones) 2005-08-24, NTC 2883 (módulos FV) 2006-07-26 y NTC 4405 (Eficiencia en SFV y sus componentes) 1998-06-24 [16].

En Mayo de 2014, El Gobierno Nacional sancionó la ley 1715 "Por Medio De La Cual Se Regula La Integración De Las Energías Renovables No Convencionales Al Sistema Energético Nacional". Esta ley incentiva el uso de energías renovables, fomenta la inversión, la investigación y el desarrollo de tecnologías limpias. Así mismo, se creará el

Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía, orientado a financiar los programas de eficiencia energética. Se resalta en esta ley particularmente el Capítulo I Artículo 5, la definición de Autogeneración. “Aquella actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente, para atender sus propias necesidades. En el evento en que se generen excedentes de energía eléctrica a partir de tal actividad, estos podrán entregarse a la red, en los términos que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para tal fin.” en el Capítulo IV Artículo 19. Desarrollo de la energía solar. “4. El Gobierno Nacional considerará la viabilidad de desarrollar la energía solar como fuente de autogeneración para los estratos 1, 2 Y 3 como alternativa al subsidio existente para el consumo de electricidad de estos usuarios.” Y “6. El Gobierno Nacional incentivará el uso de la generación fotovoltaica como forma de autogeneración y en esquemas de GD con FNCER.”

Para la caracterización del desempeño del (SFVIR) de la universidad Libre; se tomaron como referencia la normas IEEE929, NTC 4405 – NTC 2050 y El Reglamento Técnico De Instalaciones Eléctricas (RETIE).

3 MARCO TEÓRICO

3.1.1 Situación y Emplazamiento

La localización de este sistema solar fotovoltaico SFVCR es en Bogotá DC, ciudad capital de Colombia: Latitud Norte: 4° 35'56" y Longitud Oeste de Greenwich: 74°04'51" [18]. Las coordenadas para esta zona están expresadas en Grados-Minutos-Segundos, para efectos de cálculo se pasan a decimal en grados (DD), para ello dividimos los minutos sobre 60, luego los segundos sobre tres mil seiscientos y por último se suman los dos valores anteriores a los grados.

$$DD = \text{grados} + \left(\frac{\text{minutos}}{60} \right) + \left(\frac{\text{segundos}}{3600} \right) \quad (1)$$

Es importante mencionar que la latitud de una región ejerce un gran efecto sobre su clima ya que determina la cantidad de energía solar que recibe una región. Los lugares a baja latitud, en o cerca del ecuador, se llaman, las zonas tropicales o el trópico. Allí hace mucho calor, porque durante todo el año se recibe la misma cantidad de luz solar [19]. Este es un aspecto que se puede considerar favorable para implementación de la tecnología solar fotovoltaica en nuestro país.

La siguiente imagen es la vista superior del sitio de emplazamiento del sistema solar FV de la Universidad Libre sede el Bosque, específicamente la terraza de la edificación de laboratorios de Ingeniería lugar destinado para la instalación del sistema solar fotovoltaico conectado a la Red, esta imagen fue tomada de la aplicación Google Earth [20].



Figura 4: Vista aérea Edificio laboratorios Ingeniería U. Libre [20]

Para este sitio corresponde la Latitud: 4°39'54.33"N y Longitud: 74° 6'7.71"O realizando la correspondiente conversión de coordenadas obtenemos:

$$lat_ulibre = 4 + (39/60) + \left(\frac{54.33}{3600}\right) \text{Norte} \quad (2)$$

$$long_ulibre = 74 + \left(\frac{6}{60}\right) + \left(\frac{7.71}{3600}\right) \text{Oeste} \quad (3)$$

De esta manera se obtiene para esta edificación de laboratorios de ingeniería de la Universidad Libre las siguientes Coordenadas en formato decimal en grados:

$$lat_ulibre = 4.665 \quad ^\circ \text{Norte} \quad (4)$$

$$long_ulibre = 74.102 \quad ^\circ \text{Oeste} \quad (5)$$

3.1.2 Movimientos de la Tierra

Estudiar los movimientos de rotación y traslación de la tierra en el sistema solar permitirá determinar más adelante el ángulo óptimo de inclinación de los módulos que les permita captar el máximo de energía solar fotovoltaica.

El desplazamiento total de la tierra alrededor del sol tiene una duración de un año sobre una órbita elíptica, y paralelamente rota sobre su propio eje durante un día.

El eje polar o eje de rotación terrestre sobre el que gira la Tierra, mantiene una dirección aproximadamente constante y forma un ángulo de 23.45° con el plano de la elíptica, denominado oblicuidad de la elíptica. Debido a esta oblicuidad el ángulo formado por el plano ecuatorial de la Tierra con la eclíptica, es decir, la recta que une los centros de la Tierra y el Sol está cambiando permanentemente entre $+23.45^\circ$ y -23.45° . Este ángulo se conoce como declinación Solar (δ) [21]. Esta inclinación causa que el sol esté más alto en el cielo durante el verano que en el invierno [22].

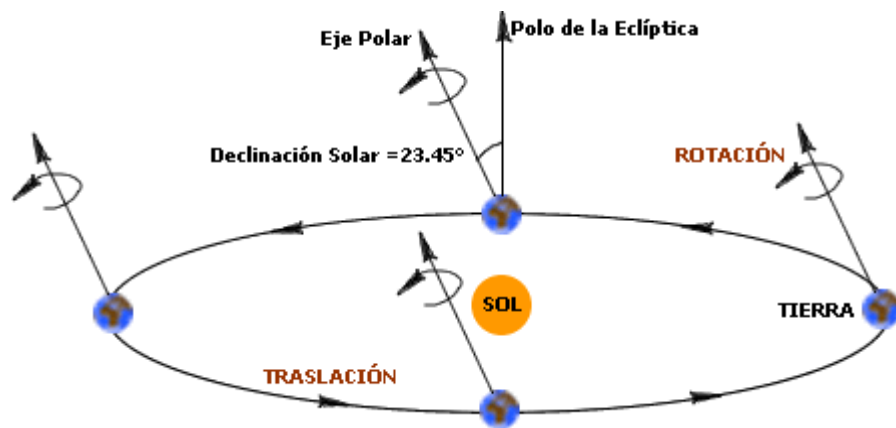


Figura 5: Traslación y Rotación de la Tierra [21]

Si el ángulo resulta al Norte de la línea ecuatorial es positivo, si resulta al Sur es negativo, entonces en cualquier día del año una aproximación cuando se quiere conocer la locación del sol en el cielo en cualquier momento y cualquier día del año sería la siguiente [23]:

$$\delta = 23.45^\circ \text{sen} \left[\frac{360(284+n)}{365} \right] \quad (6)$$

n =día del año (1...365, tomando 1 para el primer día de enero)

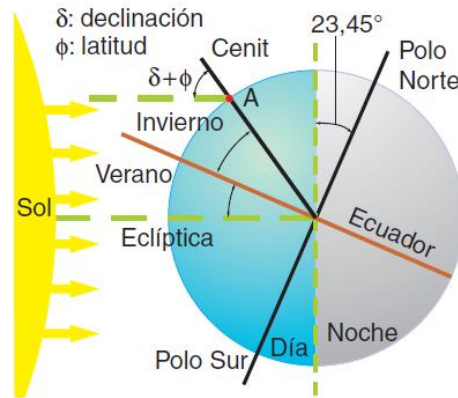


Figura 6: Posición de la Tierra respecto al sol en el solsticio de invierno [23]

3.1.2 Coordenadas Solares

Para situar la posición del sol en el cielo se utiliza el concepto de esfera celeste, que es una esfera imaginaria de radio arbitrario, centrado en el observador, sobre la que se proyecta la posición del Sol.

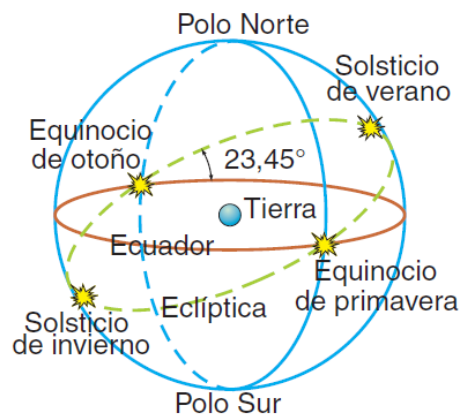


Figura 7: Esfera Celeste [23]

Cada punto de esta esfera celeste es una dirección en el cielo vista desde la tierra. Este sistema de representación muestra las posiciones del Sol como si tuviera un movimiento aparente alrededor de la Tierra siguiendo una trayectoria dentro del plano de la eclíptica que forma un ángulo de 23,45 grados con el ecuador de la esfera celeste. El Sol recorre la eclíptica una vez al año y la esfera celeste gira una vez al día en torno a la tierra [23].

En el sistema de coordenadas de la esfera celeste, que es similar al usado para definir la longitud y latitud terrestres, se especifica la posición del sol mediante dos ángulos que se denominan elevación y acimut.

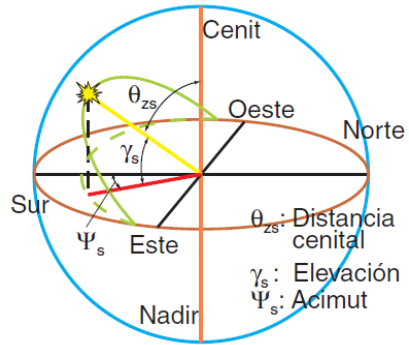


Figura 8: Coordenadas Solares [23]

Estas coordenadas solares se definen respecto a la dirección vertical que es la dirección que marcaría una plomada, que apuntando hacia abajo, se dirigiría hacia el centro de la Tierra y hacia arriba interceptaría a la esfera celeste en un punto denominado cenit (figura 8). La intersección con el hemisferio opuesto de la esfera celeste definiría el punto opuesto al cenit denominado nadir. Las definiciones de las coordenadas solares son:

Elevación solar γ_s : es el ángulo que forman los rayos solares con la horizontal (figuras 8 y 9). Toma valores que van de $(90^\circ - \phi - \delta)$ en el solsticio de invierno a $(90^\circ - \phi + \delta)$ en el solsticio de verano, siendo ϕ la latitud del lugar y δ la declinación.

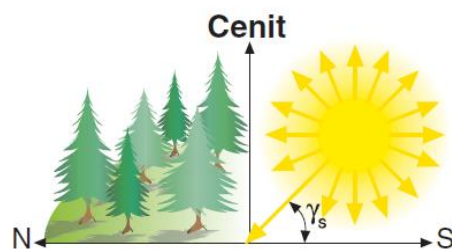


Figura 9: Elevación Solar [23]

Acimut solar ψ_s : Es el ángulo formado por el meridiano del sol y el meridiano del lugar, tomando como referencia el Sur en el hemisferio norte y el Norte en el hemisferio sur (figuras 6-8). Tiene valores positivos de 0 a 180° hacia el Oeste y negativos de 0 a -180° hacia el Este.

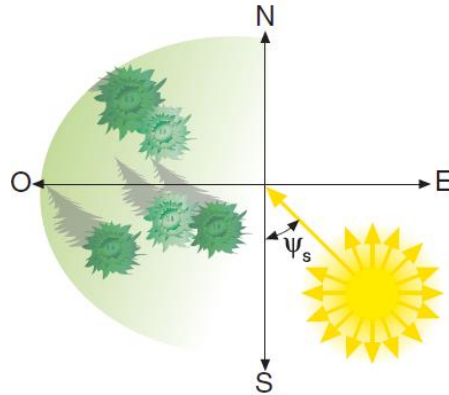


Figura 10 Acimut Solar [23]

Ángulo o distancia cenital θ_{zs} : ángulo formado por la dirección del sol y la vertical.

Es el ángulo complementario de la elevación solar (figura 7 y 10).

La dirección de la radiación solar incidente sobre la tierra varía en función de la declinación (δ). La latitud (ϕ) de un lugar llamado "A" indica el ángulo que forma la vertical de ese lugar con el ecuador [23].

Por lo tanto, a lo largo del año el ángulo cenital θ_{zs} que forma la vertical del lugar "A" con la dirección de la radiación solar varía desde $\theta_{zs} = \phi - \delta$ en el solsticio de verano a $\theta_{zs} = \phi + \delta$ en el solsticio de invierno, pasando dos veces por el valor $\theta_{zs} = \phi$ en los equinoccios del año.

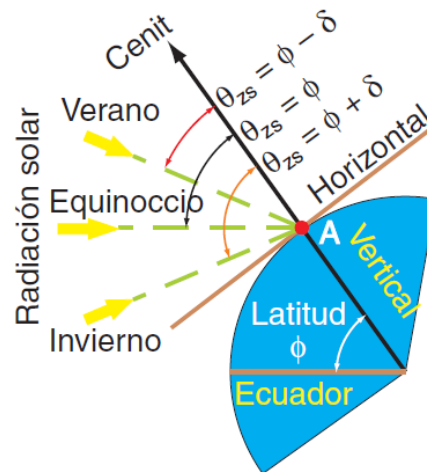


Figura 11: Variación anual del Angulo Cenital θ_{zs} de un lugar "A" de latitud [23]

Por lo tanto, para que una superficie reciba la radiación solar perpendicularmente (figura 11 y 12) tendremos que inclinar la superficie un ángulo β con la horizontal igual al que forma la vertical del lugar con la radiación solar.

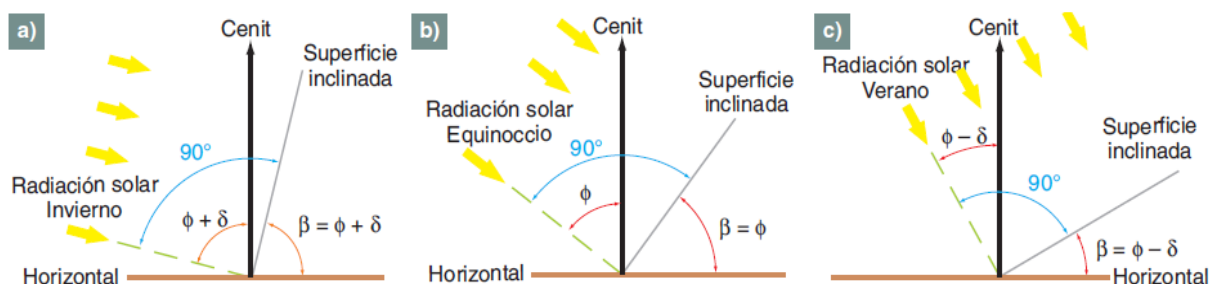


Figura 12: Superficie Normal a la radiación Solar a) Mediodía Solsticio de Invierno. b) Mediodía Equinoccios c) Mediodía solsticio Verano [23]

3.1.2.1 Orientación del SFVCR

Teniendo en cuenta los anteriores conceptos y buscando obtener la mayor cantidad de energía solar procedemos a determinar la orientación e inclinación óptima del sistema.

La orientación de un generador fotovoltaico se define mediante coordenadas angulares, similares a las utilizadas para definir la posición del Sol

Ángulo de acimut (α): Es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del generador y la dirección Sur (figura 13). Vale 0° si coincide con la orientación Sur, es positivo hacia el Oeste y negativo hacia el Este. Si coincide con el Este su valor es -90° y si coincide con el Oeste su valor es $+90^\circ$.

En este caso es necesario considerar que el territorio de Colombia está ubicado en su gran parte en el hemisferio norte y en la zona tórrida. La zona sur de Colombia está atravesada por la línea ecuatorial, los paneles que se quieran instalar situado en el en el lado del hemisferio Norte se debe orientar de cara al sur y aquellos que requieran ser instalados en el lado del hemisferio Sur, se debe orientar de cara al Norte [24].

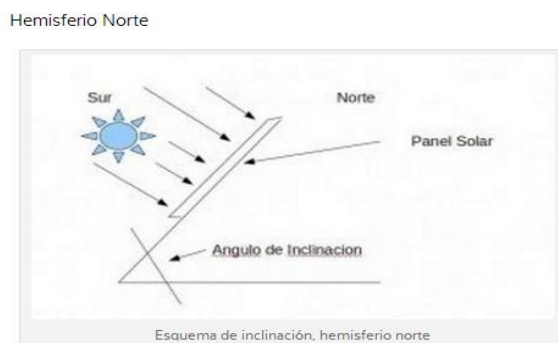


Figura 13: Orientación modulo Solar ubicado en el Hemisferio Norte [24]

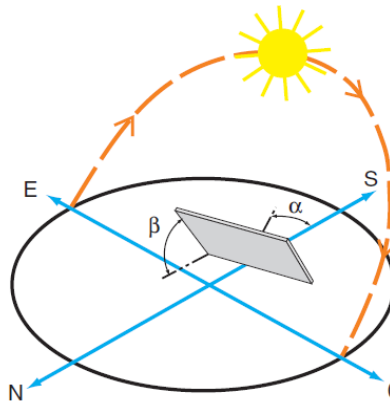


Figura 14: Orientación e inclinación Módulo ubicado Hemisferio Norte [23]

El acimut óptimo para que una superficie fija reciba la mayor cantidad posible de energía solar debe ser cero ($\alpha = 0^\circ$)

Para este diseño el Ángulo de acimut (α) es igual a cero 0° ya que coincide con la orientación Sur. Vale la pena mencionar que existen generadores fotovoltaicos que son capaces de seguir la trayectoria solar, estos son denominados seguidores solares, lo habitual es que la superficie del generador sea de orientación fija como lo es en este caso.

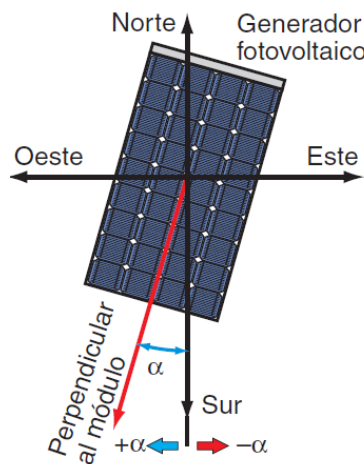


Figura 15: Ángulo acimut α de un módulo fotovoltaico [23]

3.1.2.2 Ángulo óptimo de inclinación de los módulos solares [22]

A la hora de estudiar la inclinación más adecuada con la que se debe orientar los generadores fotovoltaicos, es necesario precisar la posición del Sol en cada instante para optimizar su rendimiento. [21]

Para determinar la inclinación óptima de una superficie fija se usa una fórmula basada en análisis estadísticos de radiación solar anual sobre superficies con diferentes inclinaciones situadas en lugares de diferentes latitudes, que proporciona la inclinación óptima en función de la latitud del lugar, esta fórmula es válida para aplicaciones de utilización anual que busquen la máxima captación de energía solar a lo largo del año [23].

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 |\phi| \quad (6)$$

Donde β_{opt} es el ángulo de inclinación óptima en grados y $|\phi|$ es la latitud del lugar, sin signo en grados [23].

$$\phi = lat_{ulibre} = 4.665 \text{ } ^\circ\text{Norte} \quad (7)$$

$$\beta_{opt} = 6.9189^\circ \quad (8)$$

Según la Unidad de planeación minero energética UPME para la orientación de los sistemas solares se debe tener en cuenta dadas las condiciones de operación y la ubicación geográfica de Colombia, el módulo o el campo fotovoltaico debería orientarse de tal manera que las regiones de Colombia que están en el hemisferio norte tengan una inclinación no mayor de 15° con respecto a la horizontal y orientados hacia el sur. Para las regiones ubicadas en el hemisferio sur la inclinación no debería ser mayor de 12° con respecto a la horizontal y orientados hacia el norte. En todo caso, se recomienda que la inclinación no sea menor de 10° [25] .

Teniendo en cuenta las anteriores recomendaciones el ángulo de inclinación se seleccionó de 10° .



Figura 16: Montaje del Sistema SFVIR Universidad Libre

3.1.2.3 El sol

Es la estrella más próxima a la tierra, se encuentra a 149,5 millones de kilómetros y su luz tarda 8,3 minutos llegar a la superficie terrestre, a una velocidad de 300.000 km/s. La

radiación solar llega a la tierra en forma de ondas electromagnéticas, estas se desplazan por el espacio en todas direcciones. La energía contenida en los rayos del sol se calcula con la fórmula de Planck $E=h \cdot \nu$ donde “E” es la energía de los fotones, “h” es la constante de Planck igual a $6,625 \times 10^{-34}$ Js y “ ν ” es la frecuencia de las ondas de luz. Existen fotones que no pueden atravesar la atmosfera, pero otros cruzan hasta los tejidos blandos y chocan únicamente con los huesos tal es el caso de los rayos X.

La cantidad de energía solar que llega al exterior de la tierra delimitado por la atmosfera es la constante solar, equivalente a la cantidad de energía que recibiría la tierra si no existiera la atmosfera, esta constante establece la energía que incide perpendicularmente en 1 m^2 en el exterior de la atmosfera y su valor es de 1353 W/m^2 , y varia $\pm 3\%$ durante el año por ser la órbita de la tierra de forma elíptica.

La radiación procedente del Sol, es reflejada y dispersada al entrar en la atmósfera ya sea por la presencia de nubes, vapor de agua, o partículas de el polvo en suspensión. De esta manera la radiación solar sobre una superficie se clasifica en tres componentes: directa, difusa y reflejada o de albedo [23]:

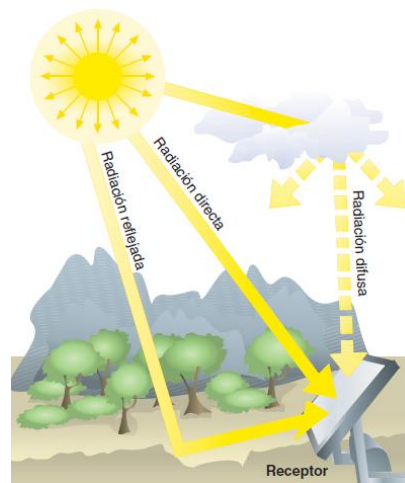


Figura 17: Tipos de radiación sobre una superficie [23]

- **Radiación directa (D):** La forman los rayos recibidos directamente del Sol.
- **Radiación difusa (DF):** procedente de toda la bóveda del cielo, excluyendo el disco solar, la forman los rayos dispersados por la atmósfera en dirección al receptor (por ejemplo, en un día completamente nublado toda la radiación recibida es difusa).
- **Radiación reflejada o de albedo(R):** Reflejada por la superficie terrestre hacia el receptor. Depende directamente de la naturaleza de las montañas, lagos, edificios, etc. que rodean al receptor.

La suma de estas tres componentes da lugar a la **Radiación Global (G)** [21]:

$$(G) = (D) + (DF) + (R) \quad (9)$$

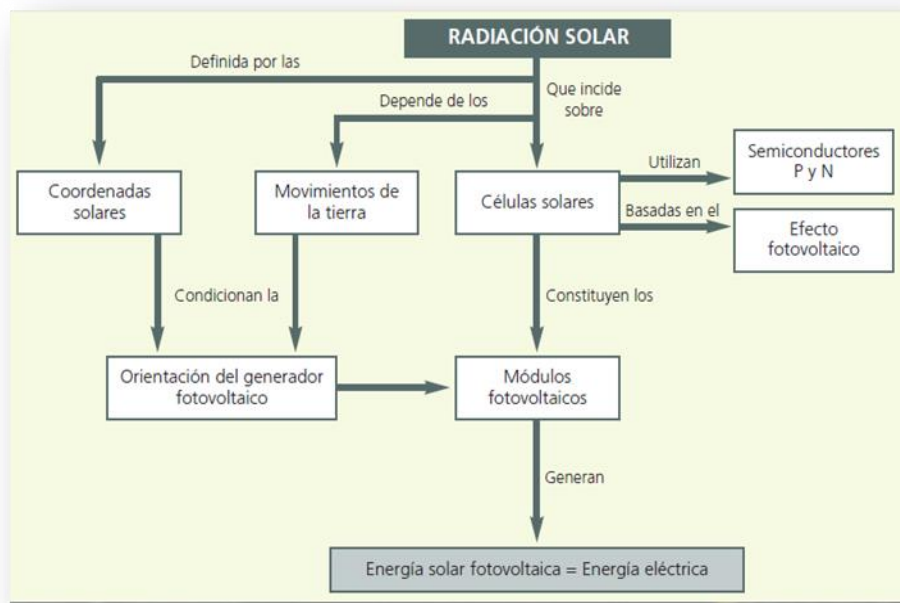


Figura 18: Diagrama de resumen Radiación solar [23]

3.1.2.4 Datos Meteorológicos

Bogotá está dentro de la zona de confluencia intertropical, produciendo dos épocas de lluvia; en la primera mitad del año en los meses de marzo, abril y mayo y en la segunda en los meses de septiembre, octubre y noviembre. Se ubica sobre la extensión noroccidental de la cordillera de los Andes en una sábana con gran variedad de climas, tipos de suelos, cuerpos de aguas y otras formaciones naturales. [18]

La temperatura varía de acuerdo con los meses del año, en diciembre, enero y marzo son altas, al contrario de abril y octubre en donde son más bajas. Su altura media está en los 2.600 metros (2625) sobre el nivel del mar. [18]

A continuación en la Tabla 1 y la Tabla 2 se presentan valores aproximados de los factores climáticos relevantes para cálculo del sistema [26].

Tabla 1 Valores Factores climáticos [18], [27]

Característica	Valor
Altitud	2625 msnm
Tmaxabs	24.9 °C
Tprommax_mas_alta	19.9 °C
Tprommin_mas_baja	5.5 °C
Tprom_mas_alta	14 °C
Tprom_mas_baja	13 °C
Tmin_abs	-6.4 °C

Tabla 2 Información Meteorológica IDEAM 2013 [27]

CARTAS CLIMATOLÓGICAS - MEDIAS MENSUALES
AEROPUERTO EL DORADO (Santa Fe de Bogotá)
Tabla de valores

MEDIOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOS	SEP	OCTU	NOVIEM	DICIEM
PRECIPITACIÓN	29.4	41.1	65.3	103	92.2	53.8	41.9	45.9	70	107	91.3	52.8
No. DIAS	8	11	14	18	20	18	17	16	16	18	17	12
T.MAX ABS.	24.9	24.8	24.9	23.2	23.5	23.1	22.4	23.6	23.3	23.6	24	23.8
T.MIN ABS.	-3	-6.4	-3.2	0	0.7	1	0.4	-1.5	-0.2	0.5	-3	-6
TM.MAX MED	19.9	19.9	19.9	19.5	19.2	18.7	18.3	18.6	19	19.2	19.3	19.5
TEMP.	13.1	13.4	13	14	13.7	13.3	13.2	13.3	13.4	13.4	13.4	13.1
TM MIN MED	5.5	6.4	7.6	8.5	8.7	8.3	7.7	7.3	7.1	7.6	7.9	6.3
BRILLO	187.1	148.2	143.1	109.8	112.9	113.9	136.3	137.3	122.1	120.7	130.8	162.9
EVAPORACION	102.1	94.3	94.1	79.3	84.7	81.7	93.3	90.3	90.4	93.3	83.3	79.6
NUBOSIDAD	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	5

3.1.2.5 Cálculo de Irradiación diaria sobre superficie horizontal en Bogotá

Determinar la cantidad de energía solar que llega a una superficie, dado el carácter aleatorio que tiene el clima, es hacer una estimación basada en datos históricos.

Podemos conocer cuánta energía solar se ha recibido en el pasado, en un lugar determinado, porque hay bases de datos que almacenan esa información sobre el clima, pero no podemos saber cuánta energía solar se recibirá en el futuro en ese lugar, solo podemos suponer que el comportamiento del clima en el futuro será parecido al del pasado en esto, calcular la energía solar que se recibirá [23].

La presencia de radiación depende directamente del brillo solar, cuyos valores corresponden al número de horas que en promedio durante un día de cada mes o año se puede observar el sol en el cielo.

La energía total incidente en un día en la Sabana de Bogotá es de 3,57kWh/m²-día. Las horas de sol estándar es el parámetro que muestra el número de horas diarias en las que

el Sol emite una radiación de 1000W/m², por lo tanto las horas de sol estándar (HSS) en la Sabana de Bogotá son aproximadamente de 3,57 HSS. [28]

Para este ítem se tienen en cuenta los valores suministrados para el 2010 en el artículo “Estudio del recurso solar en la ciudad de Bogotá para el diseño de sistemas Fotovoltaicos interconectados residenciales” Tabla 3. Estos datos caracterizan el comportamiento del recurso solar definido a partir de los promedios mensuales de la radiación solar (H expresada en HSS ,1HSS =1KWh/m²) y de la respectiva desviación estándar asociada (δ expresada en HSS) para la ciudad de Bogotá [29].

Con una variabilidad de:

$$V=(2*\delta)/H \quad (10)$$

Tabla 3 Datos “Estudio del recurso solar en la ciudad de Bogotá para el diseño de sistemas Fotovoltaicos interconectados residenciales”

Mes	H (HSS)	δ *HSS	Variabilidad (%)
Ene.	4.95	0.42	17.07
Feb.	4.84	0.46	18.88
Mar.	4.60	0.47	20.24
Abr.	4.15	0.36	17.13
May.	3.80	0.38	19.80
Jun.	3.93	0.48	24.56
Jul.	4.11	0.29	14.04
Ago.	4.43	0.42	18.90
Sep.	4.28	0.27	12.48
Oct.	4.32	0.34	15.81
Nov.	4.24	0.39	18.65
Dic.	4.75	0.33	13.84
Anual	4.31	0.38	17.67

3.1.2.6 Tecnología Solar Fotovoltaica.

La tecnología solar fotovoltaica se ha trabajado desde hace más de un siglo, en la Tabla 4 se presentan las fechas más relevantes desde el descubrimiento del efecto FV hasta la construcción de la primera planta de energía solar fotovoltaica [30].

Tabla 4 Fechas de interés para la conversión de energía solar fotovoltaica, <http://www.soton.ac.uk/~solar/intro/intro.htm> (septiembre de 2011) [30]

Año	Evento
1839	Becquerel descubre el efecto fotovoltaico
1879	Adams y el Día de observar el efecto fotovoltaico en selenio
1900	Planck postula la naturaleza cuántica de la luz
1930	La teoría cuántica de los sólidos propuesto por Wilson
1940	Mott y Schottky desarrollar la teoría del estado sólido rectificador (diodo)
1949	Bardeen, Brattain y Shockley inventan el transistor
1954	Chapin, Fuller y Pearson anuncian un 6% de células solares eficientes
1954	Renolds et al. informe de células solares basadas en sulfuro de cadmio
1958	El primer uso de células solares de un satélite en órbita Vanguard 1
1973	Crisis del petróleo estimula el crecimiento de las aplicaciones terrestres
1982	Primera planta de energía fotovoltaica (1 MW), construida en Hysperia, California

La energía solar se encuentra de manera disponible y abundante en el planeta en forma gratuita, no genera emisiones y es silenciosa. Además es una de las pocas tecnologías renovables que pueden ser integradas al paisaje urbano; una de las modalidades de la energía solar es la tecnología fotovoltaica [31] la cual utiliza celdas fotovoltaicas o solares, como dispositivos que convierten la radiación solar en energía eléctrica.

Las celdas fotovoltaicas son generalmente hechas de silicio; Las células individuales pueden variar en tamaño desde aproximadamente 0,5 mm a aproximadamente 4 pulgadas de ancho. Sin embargo, una célula se produce solamente 1 o 2 vatios, lo cual no es suficiente energía para la mayoría de aplicaciones [32]. Por lo tanto las celdas individuales FV se agrupan en paneles y conjuntos de paneles que se pueden utilizar en una amplia gama de aplicaciones que van desde simples celdas pequeñas instaladas en calculadoras, dispositivos electrónicos, juguetes o sistemas de energía instalados en los hogares, a grandes centrales eléctricas que cubren varias hectáreas.

El rendimiento de un conjunto fotovoltaico depende de la luz del sol, las condiciones del clima (como las nubes o la niebla) tienen un efecto significativo en la cantidad de energía solar recibida por un generador fotovoltaico y, a su vez, su rendimiento. La eficacia de la mayoría de los módulos fotovoltaicos comercialmente disponibles en la conversión de luz solar en electricidad varía de 5% a 15%. Los investigadores de todo el mundo están tratando de lograr eficiencias de hasta el 30% [32].

Existen diferentes tipos de paneles solares en función de los materiales semiconductores utilizados y los métodos de fabricación que se empleen. Los tipos de paneles solares más comunes en el mercado son de silicio puro mono cristalino, estos se basan en secciones

de una barra de silicio perfectamente cristalizado en una sola pieza tienen un rendimiento comercial cercano al 16%, y los paneles poli cristalinos los cuales se basan en secciones de una barra de silicio que se ha estructurado desordenadamente en forma de pequeños cristales, se obtiene con ellos un rendimiento comercial inferior que con los mono cristalinos alrededor del 14% [33]. En la planta piloto para la Universidad Libre, se instalaron paneles solares mono cristalinos con una eficiencia de 13.75%.

4 DETALLES EXPERIMENTALES

4.1 DISEÑO DEL SFVIR

4.1.1 Sistema Fotovoltaico

Los sistemas fotovoltaicos pueden ser diseñados de dos tipos, en primer lugar sistemas autónomos, en donde la potencia generada es consumida por las cargas eléctricas conectadas en el circuito o almacenada en baterías; en segundo lugar se encuentran los sistemas fotovoltaicos interconectados a la red SFVIR, en los cuales existe una interacción en doble vía con el sistema de distribución de energía. En un SFVIR se integra un dispositivo electrónico llamado inversor DC/AC el cual permite exportar energía eléctrica a la red de distribución eléctrica cuando exista un excedente e importar energía de la red en las horas de la noche cuando no hay radiación solar o cuando estén presentes condiciones meteorológicas adversas, lo fundamental en este sistema es la interacción del usuario ya que no solo es consumidor sino que pasa a ser también un pequeño generador de electricidad. La Figura 19 presenta un esquema detallado de los diferentes componentes de la planta.

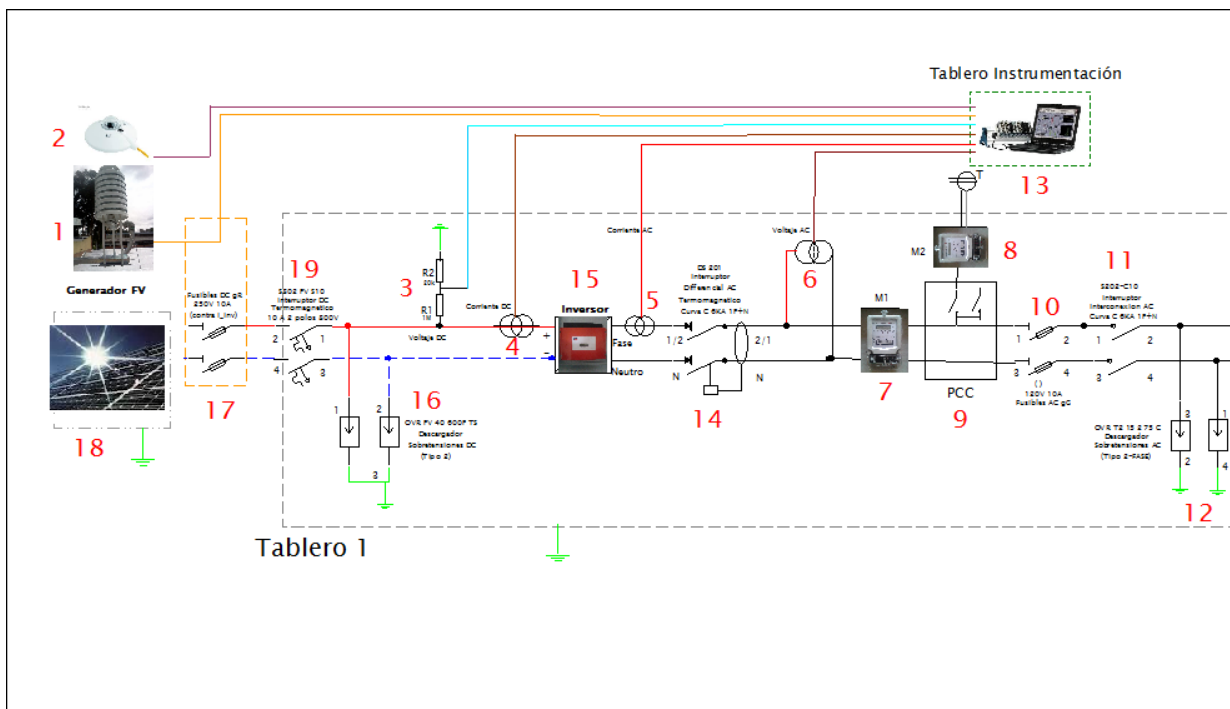


Figura 19: Esquema detallado SFVIR instalado en Universidad Libre

- 1 Chaqueta meteorológica y sensor de Temperatura
- 2 Sensor de Radiación solar
- 3 Sensor de Voltaje DC
- 4 Sensor de Corriente DC
- 5 Sensor de Corriente AC
- 6 Sensor de Voltaje AC
- 7 Medidor Monofásico
- 8 Medidor Monofásico conectado a la Carga
- 9 Punto de acople común
- 10 Fusibles AC
- 11 Interruptor de interconexión
- 12 Descargador Sobretensiones AC
- 13 Tablero de Instrumentación
- 14 Interruptor Diferencial AC
- 15 Inversor DC/AC
- 16 Descargador sobretensiones DC
- 17 Fusibles DC
- 18 Paneles Solares
- 19 Interruptor Termomagnético en DC

4.1.1.1 Celdas

La mayoría de los módulos Fotovoltaicos comerciales son fabricados usando tecnología con celdas de silicio, este material semiconductor es abundante en nuestro planeta y ampliamente investigado en el campo de la microelectrónica.

Típicamente un módulo fotovoltaico está conformado por celdas de silicio interconectadas en configuración serie o paralelo [34].

Cada celda solar se comporta en oscuro de manera similar a un diodo p/n rectificador y bajo la incidencia de luz se genera una fotocorriente eléctrica.

La Figura 19 muestra el circuito equivalente de una celda solar fotovoltaica real típica.

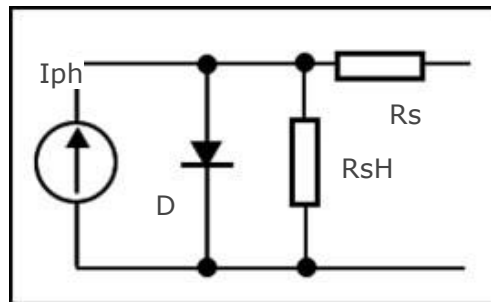


Figura 20: Circuito equivalente de una Celda Solar [35]

La fuente de corriente I_{ph} representa la fotocorriente generada proporcional a la radiación solar, el diodo D representa la juntura P/N, R_s representa la resistencia serie del dispositivo asociada a la resistencia de los materiales y los contactos eléctricos y R_{sh} representa la resistencia en paralelo del dispositivo relacionada con las fugas de corriente en el volumen del dispositivo. En la Figura 20 se encuentra el circuito equivalente del panel solar fotovoltaico con carga.

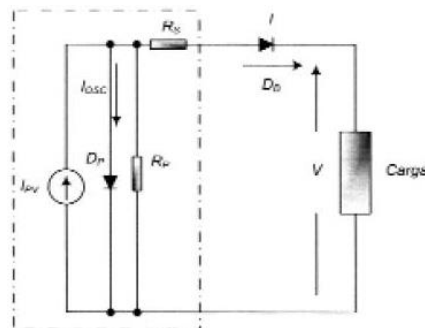


Figura 21: Circuito equivalente de un panel fotovoltaico

La corriente entregada por la celda solar a la carga viene determinada por la siguiente ecuación [35]:

$$I = I_{PV} - I_{OSC} \left(e^{\frac{V + I_{PV} R_S}{V_t}} - 1 \right) - \left(\frac{V + I R_S}{R_p} \right) \quad (10)$$

Dónde:

V = voltaje generado por el panel

I = corriente generada por el panel

IPV = corriente producida por el efecto fotovoltaico

IOSC = la corriente de oscuridad que circula por el diodo paralelo DP (D)

RS = la resistencia serie de la celda solar

RP = la resistencia paralelo de la celda solar

Vt = $mkT/e \approx 25mV$ a $300^\circ K$. (m es el factor de idealidad del diodo, K la constante de Boltzman, T la temperatura en grados Kelvin y e la carga del electrón)

El diodo de Bloqueo, conectado en serie con la celda impide la disipación de energía del panel fotovoltaico cuando el voltaje en sus extremos es negativo durante la ausencia de radiación solar.

Considerando despreciables los efectos de la resistencia paralelo, $(V + I_{PV} R_S) / V_t \gg 1$, igualando la corriente de cortocircuito a la corriente generada, despreciando los elementos resistivos de interconexión entre celdas y suponiendo celdas idénticas en un mismo panel solar, la expresión (1) se reduce a [35] :

$$I = I_{PV} - I_{OSC} \left[e^{\left(\frac{V + I_{PV} R_S}{V_t} \right)} - 1 \right] \quad (11)$$

4.1.1.2 Paneles

A continuación en la tabla 5. se relacionan las características técnicas de los paneles utilizados, cada uno de los 5 paneles disponibles para este diseño está compuesto de 72 celdas mono cristalinas, laminados con celdas de 125 mm, encapsuladas en EVA transparente, cubierto por vidrio templado y bajo nivel de hierro, su parte trasera está protegida por TEDLAR, laminado montado en marco de aluminio anodizado.

Para la modelación de las celdas solares es necesario identificar la familia de curvas características, tales como la corriente generada y la potencia producida en función del voltaje en los extremos de salida. [35]

Tabla 5

Características Nominales Paneles solares fuente ERDM Solar

Característica	Valor
Potencia máxima [W]	Pmax =175
Tensión en circuito abierto [V]	Voc=43.70
Tensión en el punto de máxima potencia [V]	Vpmp=35.6
Corriente de cortocircuito [A]	Isc= 5.3
Corriente en el punto de máxima potencia [A]	Ipmp= 4.95
Eficiencia [%]	E=13.75
Tolerancia de potencia Máxima [%]	ToleranciaPmax=3

Tabla 6

Parámetros de Temperatura de los Paneles solares fuente ERDM Solar

Parámetros de Temperatura	Valor
+/- 2 C[C°]	Tonc=47%
variación de Isc , porcentaje /kelvin	VIsc=0.020
variación de Voc , porcentaje /kelvin	VVoc=-0.34
variación de Pmax , porcentaje /kelvin	VPmax=-0.46

Tabla 7

Parámetros dimensionales de los Paneles solares fuente ERDM Solar

Parámetros Dimensionales	Valor
Largo [mm]	pL1=1583
Ancho [mm]	pL2=806
Espesor[mm]	pEsp=50
peso[Kg]	ppeso=17

4.1.1.3 Generador FV

El cálculo del generador fotovoltaico depende del análisis del comportamiento de los 5 módulos disponibles ya sea en configuración serie o en paralelo.

El cálculo del número de módulos fotovoltaicos en serie (N° módulos / rama fv) que componen cada rama, viene dado por la expresión:

$$N^{\circ} \text{ módulos / rama fv} \quad (12)$$

Para:

V_n = Tensión nominal del campo fotovoltaico en Voltios

V_n módulo = Tensión nominal de los módulos fotovoltaicos en Voltios.

$$P_{\text{pgenerador final}} = N^{\circ} \text{ módulos} * P_{\text{pmódulo}} \quad (13)$$

W_p es la potencia nominal o vatios pico, es la potencia que una placa fotovoltaica genera cuando es sometida a la radiación máxima.

Tanto la tensión como la intensidad totales de los circuitos, varían según el conexionado, pero en cambio, la potencia nominal siempre es la misma. Las magnitudes eléctricas, son dependientes de la cantidad de radiación solar recibida, y de la calidad o material empleado para la construcción de las células.

Existen configuraciones básicas para la conexión de los módulos, estas son en serie en paralelo, y mixtas, es necesario escoger alguna para el cálculo del generador Fotovoltaico por lo tanto en la Tabla 8 y Tabla 9 se analizan las condiciones de escoger una o tra configuración.:

Tabla 8

Información relevante calculo generador FV

Numero de módulos disponibles	nm=5
Angulo de inclinación [grados]	inc=10
Perdidas por sombreado según la IDAE	pps= 5%
Valores Nominales de los paneles	$V_{oc} = 43.7 \text{ V};$ $V_{mp} = 35.6 \text{ V};$ $I_{sc} = 5.3 \text{ A};$ $I_{mp} = 4.95 \text{ A};$ $P_{max} = 175 \text{ W};$

4.1.1.3.1 Configuración Serie

Para la conexión en serie se multiplican los voltajes Voc por el número de módulos y se mantiene la misma corriente de Isc.

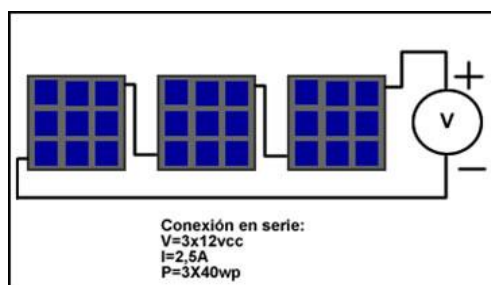


Figura 22: Ejemplo Esquema conexión serie paneles fotovoltaicos [36]

Tabla 9

Características Voltaje, Corriente y Potencia en configuración Serie

Voltaje	Corriente	Potencia
$V_{oc_serie} = V_{oc} \cdot n_m$	$I_{sc_serie} = I_{sc}$	$P_{max_serie} = P_{max} \cdot n_m$
$V_{oc_serie} = 43.7 \cdot 5$	$I_{sc_serie} = 5.3000[A]$	$P_{max_serie} = 175 \cdot 5$
$V_{oc_serie} = 218.5000[V]$		$P_{max_serie} = 875[W]$

4.1.1.3.2 Configuración Paralelo

Para este tipo de conexión, se multiplica la corriente por el número de módulos conectados y se mantiene el voltaje de Voc. la Figura 23 representa la conexión típica de los módulos en configuración paralelo.

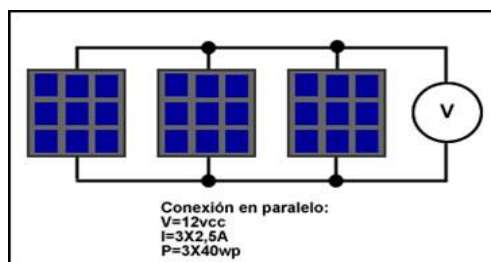


Figura 23: Ejemplo Esquema conexión paralelo paneles fotovoltaicos [36]

Tabla 10

Características Voltaje, Corriente y Potencia en configuración Paralelo

Voltaje	Corriente	Potencia
$V_{oc_paralelo} = V_{oc}$	$I_{sc_paralelo} = I_{sc} \cdot n_m$	$P_{max_paralelo} = P_{max} \cdot n_m$
$V_{oc_paralelo} = 43.7000V$	$I_{sc_paralelo} = 5.3 \cdot 5$	$P_{max_paralelo} = 175 \cdot 5$
	$I_{sc_paralelo} = 26.5000$	$P_{max_paralelo} = 875$

De las anteriores configuraciones, se escogió la configuración serie ya que es la más conveniente teniendo en cuenta los valores de entrada del inversor del sistema Sunny Boy 700u.

4.1.1.3.3 Configuración del Generador Fotovoltaico [37]

Para el cálculo de las tensiones de los módulos se define por conveniencia un rango dentro de las temperaturas de operación que garanticen cierto margen de seguridad, este margen es [-10 70] °C.

De las hojas técnicas, las Temperaturas y rangos de operación en grados °C, son:

$$T_{oper} = [-40]; [90] \quad (14)$$

$$Trang_{oper} = [-10]; [70] \quad (15)$$

De la hoja técnica de los módulos se obtiene el valor del coeficiente de variación de la tensión en circuito abierto con la temperatura “beta” el cual es la variación en voltios por cada grado y sabiendo que las medidas en condiciones estándar se efectúan a 25 °C tenemos:

$$\beta = -0.0034 [V] \quad (16)$$

Conociendo el voltaje de circuito abierto:

$$V_{oc} = 43.7[V] \quad (17)$$

La tensión en el punto de máxima potencia:

$$V_{pmp} = 35.6 [V] \quad (18)$$

Alfa:

$$\alpha = (Trang_{oper} - 25) \quad (19)$$

Delta:

$$\Delta V = (\beta * \alpha) \quad (20)$$

Se calcula la tensión de Circuito abierto del módulo FV a la temperatura mínima de la célula

$$V_{gfv_oc_min_t} = V_{oc} + \Delta V(1) \quad (21)$$

$$V_{gfv_oc_min_t} = 43.819000000000003[V] \quad (22)$$

Se calcula la tensión a la máxima potencia del módulo FV a la temperatura máxima de la célula:

$$V_{gfv_pmp_max_t} = V_{pmp} + \Delta V(2) \quad (23)$$

$$V_{gfv_pmp_max_t} = 35.447000000000003[V] \quad (24)$$

Se obtiene de esta manera los voltajes en los rangos de margen [-10 70] °C.

$$V_{tem} = [V_{gfv_oc_min_t} \ V_{gfv_pmp_max_t}] \quad (25)$$

$$V_{tem} = [43.819000000000003 \ 35.447000000000003][V] \quad (26)$$

Tensión máxima de CC del inversor según configuración y hoja técnica:

$$V_{mcc} = 250[V] \quad (27)$$

Tensión mínima del rango de CC del inversor en el que busca el punto de máxima potencia:

$$V_{min_rng_cc} = 125[V] \quad (28)$$

Número máximo de módulos en serie:

$$Max_{ms} = V_{mcc}/V_{gfv_oc_min_t} \quad (29)$$

$$Max_{ms} = 5.705287660603847 \quad (30)$$

Corresponde con lo estimado.

Número mínimo de módulos en serie:

$$Min_{ms} = V_{min_rng_cc}/V_{gfv_pmp_max_t} \quad (31)$$

$$Min_{ms} = 3.526391514091460 \quad (32)$$

Para el cálculo del número máximo de módulos en paralelo, se divide la corriente máxima de entrada al inversor entre la de cortocircuito del módulo:

$$Max_{mp} = c_{me}/I_{sc} \quad (33)$$

Corriente máxima de entrada del inversor:

$$c_{me} = 7[A] \quad (34)$$

Corriente de cortocircuito del módulo:

$$I_{sc} = 5.3[A] \quad (35)$$

El número máximo de módulos en paralelo corresponde a:

$$Max_{mp} = 1.320754716981132 \quad (16)$$

Para este caso el número máximo de paneles en paralelo sería de 1.32 lo que indicaría una sola rama en paralelo y un mínimo de 3.5 módulos en serie redondeando a 4 y un

máximo de módulos en serie de 5.7 redondeando a 6, valores que ratifican la selección de los cinco módulos en conexión serie estimados anteriormente.

4.1.2 Inversor

El inversor es parte fundamental del SFV, permite la conversión de la energía generada por los paneles en DC, a alterna en AC los parámetros fundamentales de entrada inversor utilizado se presentan en la Tabla 12, los de salida se encuentran en la Tabla 12.

Tabla 11

Parámetros de Entrada Inversor Sunny boy 700u

Parámetros de Entrada	Valor
Potencia máxima de corriente continua [w]	pmcc=780
Tensión máxima de corriente continua [v]	tmcc= 200
Rango de tensión del punto de máxima potencia [v]	rtpmp=[125 250]
corriente máxima de entrada[A]	cme=7

Tabla 12

Parámetros salida Inversor Sunny boy 700u

Parámetros de Salida	Valor
potencia nominal de corriente alterna [w]	pnca=700
potencia máxima de corriente alterna [w]	pmca=700
Rango de tensión nominal de corriente alterna [v]	rtnc=[106 132]
Rango de frecuencia de red(ajuste automático variación +-0.,1% hz [Hz]	rfr=[59,3 60,5]
Factor de potencia	fp=0.99
Tipo de sistema	sistema= 'monofásico'
Rendimiento máximo [%]	Rmax=93.6
Rendimiento europeo [%]	Reur=91.80

4.1.3 Cableado.

La selección y diseño del cableado tanto para los tramos de corriente continua como de alterna deben cumplir con los siguientes estándares:

- No propagación de llama
- No propagación de incendio.
- Libre de halógenos.
- Reducida emisión de gases tóxicos.
- Baja emisión de humos opacos.
- Nula emisión de gases corrosivos.
- Deben estar protegidos contra corrosión y contra los rayos U.V. para el caso intemperie. Temperatura cable cobre 90°C = resistividad 44.

Se emplea por tales motivos conductores aislados con XLPE y con recubrimiento en PVC

El diámetro de los tubos de determina según la tabla ITC-RBT-14, para tubos rígidos las uniones serán roscada y embutidas, para que no puedan separarse los extremos.

Resistentes mecánicamente y sujetos mediante bridas de sujeción. Para empalmes usar cajas de derivación en lo posible. Uno o más conductores, Tensiones no inferiores a 0.6/1 k.v, cumplir Norma UNE 20.460-5-523.

4.1.3.1 *Intensidad Máxima Admisible*

Según IEC 60364-7-712, a su temperatura de trabajo el cable de c/u ramas debe soportar 1,25 veces la corriente (I) cortocircuito en CEM del módulo. El cable de alterna cumplirá el mismo criterio a la salida del inversor.

4.1.3.2 *Caída de tensión*

Para la caída de tensión ITC-BT 40 punto 5: entre el generador y el punto de conexión a la red o a la instalación interior, no será superior a 1.5% para la intensidad nominal, lo que da 0.5 % caída en continua y 1% alterna, Según la IDAE puede ser 1.5% en continua y 1.5 en Alterna.

Según el numeral 210-19-a-nota 4 de la NTC2050 los conductores de los circuitos ramales la regulación desde la alimentación a la carga no debe superar el 5%, teniendo en cuenta este criterio se escogió un 1% de regulación en DC y 2% desde la salida del inversor al Punto de acople común, el 2% restante se dejó desde el tablero hasta la carga en AC

4.1.3.3 Cableado Corriente Continua [37]

Instalación sobre tejado a la intemperie y fijado a muro llegara hasta el inversor, tiene que ser protegido UV y altas temperaturas .Para el cálculo de la sección en los tramos de corriente continua se utilizará el método según la [37] cálculos página 11.

Datos Requeridos

L es la longitud del conductor [m].Se tomará como longitud del cable la distancia del módulo más alejado hasta su caja de conexión.

$$L_{cc} = 20[m] \quad (36)$$

I_{cc} es la corriente máxima que va a circular por los conductores y es la de cortocircuito de los paneles [A]. Cada ramal suministrará una corriente, I_{cc} la corriente máxima que va a circular por los conductores y es la de cortocircuito de los paneles [A]. Máxima igual a la de cortocircuito de cada uno de los módulos que lo forman, 5,3A.

$$I_{sc} = 5.3 * 1.25 \quad (37)$$

u_{cc} es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. Según el pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de continua es del 1,5%, en este caso u_{cc} se dejó en este caso con una caída de tensión de 1%=0.01 para 0,5%=0.005

$$u_{cc} = 0.005 \quad (38)$$

Numero de paneles en serie:

$$N_{ms} = 5 \quad (39)$$

Se considera que el cable de cobre puede alcanzar los 90°C, siendo para esa temperatura la resistividad de:

$$R_s = 44 \quad (40)$$

Tensión a la máxima potencia del módulo FV a la temperatura máxima de la célula

$$V_{gfv_pmp_max_t} = V_{pmp} + \Delta V(2) \quad (41)$$

Corriente de cortocircuito de los paneles:

$$I_{sc} = 5.3[A] \quad (42)$$

Corriente de los paneles en el punto de máxima potencia:

$$I_{pmp} = 4.95[A] \quad (43)$$

Fórmula (44) utilizada para el calculo en Matlab de la seccion transversal del conductor utiliza los valores de (36),(37),(38),(39),(40),(41),(42),(43):

$$sdc = (2 * Lcc * I_{pmp}) / (ucc * Nms * Vgfv_pmp_max_t * Rs) [mm^2] \quad (44)$$

$$sdc = 5.078003780291702[mm^2] \quad (45)$$

Se debe tener en cuenta para la correcta selección del calibre los lineamientos de la NTC 2050, para ello se mencionan las características técnicas capacidad de corriente permisible de conductores expresados en la tabla 12 (Tabla 310-16) [38] PÁG. 154)

Tabla 13

(Tabla 310-16 Capacidad de corriente permisible en conductores aislados para 0 a 2000 [V] nominales y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o tierra (directamente enterrados) y Temp ambiente 30°C)

Sección transv.	Temperatura nominal del conductor (ver Tabla 310-13)						Calibre
	60 °C TIPOS TW*, UF*	75 °C TIPOS FEPW*, RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*, ZW*	90 °C TIPOS TBS,SA,SS,FEP*, FEPB*,MI,RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*,THW-2*, THWN-2*, USE-2, XHH, XHHW*, XHHW-2, ZW-2	60 °C TIPOS TW*, UF*	75 °C TIPOS RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*	90 °C TIPOS TBS,SA,SS, THHN*, THHW*, THW-2, THWN-2, RHH*, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
mm²	COBRE			ALUMINIO 0 ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			AWG o kcmils
0,82	—	—	14	—	—	—	18
1,31	—	—	18	—	—	—	16
2,08	20*	20*	25	—	—	—	14
3,30	25*	25*	30*	20*	20*	25*	12
5,25	30	35*	40*	25	30*	35*	10
8,36	40	50	55	30	40	45	8
13,29	55	65	75	40	50	60	6
21,14	70	85	95	55	65	75	4
26,66	85	100	110	65	75	85	3
33,62	95	115	130	75	90	100	2
42,20	110	130	150	85	100	115	1
53,50	125	150	170	100	120	135	1/0
67,44	145	175	195	115	135	150	2/0
85,02	165	200	225	130	155	175	3/0
107,21	195	230	260	150	180	205	4/0

Se asignaron los nueve primeros valores de la tabla para realizar un rutina de programa en Matlab que calcula y selecciona el conductor adecuado.

La primera columna corresponde a:

$$mm^2 = [0.82 \ 1.31 \ 2.08 \ 3.30 \ 5.25 \ 8.36 \ 13.29 \ 21.14 \ 26.66] \quad (46)$$

La tercer columna de la tabla NTC 2050 tabla 310-16 corresponde a la capacidad de corriente permisible. Valor que se asignó a la siguiente variable. Valores de corriente ingresados en matlab para Icond:

$$I_{cond} = [14 \ 18 \ 25 \ 30 \ 40 \ 55 \ 75 \ 95 \ 110] \quad (47)$$

La última columna corresponde al calibre American Wire Gauge (AWG) o KCM y fue asignado de la siguiente manera: Valores ingresados en Matlab para el calibre del conductor:

$$AWG = [18 \ 16 \ 14 \ 12 \ 10 \ 8 \ 6 \ 4 \ 3] \quad (48)$$

Según la sección transversal calculada "sdc" y utilizando las tablas anteriores se selecciona el valor mayor y más cercano al valor inicial de sección. Los resultados corresponden en primer lugar a la sección en mm² del conductor elegido, el segundo valor es el AWG y el tercer es la corriente máxima del conductor.

$$conductorDC = [5.2500mm^2 \ 10.0000AWG \ 40.0000A] \quad (49)$$

La formula (49) representa la los valores caracteristicos del conductor caculado para los tramos de DC, los cuales se colocaron en calibre 10 AWG, que tiene una seccion transversal de 5,25mm² y una capacidad en amperios de 40 A.

4.1.3.4 Cableado Corriente Alterna

Para el cálculo de la sección en los tramos de corriente continua se utilizará el método según Juan Manuel Reifs [37] . Para ello Los datos Requeridos son:

L es la longitud del conductor en el tramo de AC formula (50)

$$L_{ac} = 20[m]. \quad (50)$$

P es la potencia AC máxima que transporta el cable, formula (51)

$$P_{ac} = 700[W]. \quad (51)$$

%u es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. Según el pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de alterna es del 2%. Para este caso se dejó una caída de tensión del 2%.

$$u_{ac} = 0.02 \quad (52)$$

Se considera que el cable de cobre puede alcanzar los 90°C, siendo para esa temperatura la resistividad de:

$$Rs = 44 \quad (53)$$

Corriente máxima de salida del inversor en AC:

$$Imax_ac = 6.6 \quad (54)$$

Se tiene en cuenta un Incremento del 25%:

$$Iinv_ac = Imax_ac * 1.25 \quad (55)$$

Voltaje máximo del inversor en AC:

$$Vinv_ac = 120[V] \quad (56)$$

Factor de potencia Fuente Sunny boy 700u:

$$fp = 0.99 \quad (57)$$

Los valores anteriores de las formulas (50),(51),(52),(53),(54),(55),(56) y (57) se utilizan para hallar la sección en mm² del conductor en AC se remplazan en la siguiente fórmula:

$$S_{mac} = \frac{2 * Lac * Iinv_ac * fp}{uac * Vinv_ac * Rs} [mm^2] \quad (58)$$

Donde s es la sección teórica del conductor en [mm²].

Para la adecuada selección, se utilizan las mismas tres columnas de la tabla (13), Obteniendo como resultado:

$$S_{mac} = 3.0938 [mm^2] \quad (59)$$

$$Minima\ calibre\ conductor\ AC = [3.3000mm^2 \ 12.0000AWG \ 30.0000A] \quad (60)$$

La formula (60) representa la los valores característicos del conductor calculado para los tramos de AC, los cuales se colocaron en calibre 12 AWG, que tiene una sección transversal de 3,3mm² y una capacidad en amperios de 30 A.

4.1.4 Puesta a Tierra

El sistema de Puesta a Tierra SPT debe cumplir con los requerimientos de la NTC 2050, Artículo 690-41, Artículo 690-42, Artículo 690-43, Artículo 690-45, Artículo 250-1, y Artículo 250-95; se debe garantizar las condiciones de seguridad a los seres vivos, presentar mínima variación de la resistencia debida a cambios ambientales, permitir a los equipos de protección el despeje rápido de las fallas, tener suficiente capacidad de conducción y disipación de corrientes de falla, evitar ruidos eléctricos, ser resistente a la corrosión; tener facilidad de mantenimiento de la instalación. Debe comprender la unión a tierra de todas las masas metálicas tanto de la parte continua como de la de alterna, se sugiere tener en cuenta las siguientes definiciones [9]:

Conductor puesta a tierra. Un conductor del sistema que normalmente lleva corriente y se pone a tierra de forma intencionada. En los sistemas fotovoltaicos, un conductor (normalmente el negativo) en los sistemas de dos conductores o el neutro en sistemas bipolares se pone a tierra. [9]

Conductor de tierra del equipo. Un conductor que normalmente no lleva corriente y se usa para conectar las partes metálicas accesibles de los equipos al electrodo de tierra [9].

Conductor del electrodo de tierra. Un conductor que normalmente no lleva corriente y se usa para conectar el conductor puesto a tierra al electrodo de tierra [9].

4.1.4.1 Para corriente continua:

- Artículo 690-41, debe existir un SPT para sistemas Fotovoltaicos con tensiones mayores a 50 VDC [9].
- Artículo 690-42 la conexión a tierra debe realizarse lo más cerca posible de la fuente Fotovoltaica, para protección contra posibles subidas de tensión producidas por descargas atmosféricas [9].
- Artículo 690-43, se deben aterrizar todas las partes metálicas no portadoras de corriente de los equipos, tales como el marco de los módulos, equipos y encerramiento de conductores; independiente de su Tensión [9].
- Artículo 690-45, En los sistemas fotovoltaicos en los que la corriente de cortocircuito de la fuente de alimentación sea menor a al doble de la corriente nominal del dispositivo de protección contra sobre corriente, el conductor de puesta a tierra de

los equipos debe tener una sección transversal no menor a la de los conductores de los circuitos.

4.1.4.2 Para corriente Alterna:

- Artículo 250-1, la instalación en general, los conductores y circuitos se ponen a tierra para limitar las tensiones debidas a rayos, subidas de tensión y para estabilizar la tensión a tierra durante su funcionamiento normal.
- Los conductores de puesta a tierra de los equipos se conectan equipotencialmente al conductor del sistema puesto a tierra de manera que ofrezcan un camino de baja impedancia para las corrientes de falla, que facilite el funcionamiento de los dispositivos de protección contra sobretensiones en caso de falla a tierra.
- Artículo 250-95 .Para el cálculo del conductor de puesta a tierra de equipos para el lado de corriente alterna del sistema se debe tener en cuenta la intensidad máxima del dispositivo automático de protección contra sobre corriente según el cuadro 250-95 de la NTC 2050.

Tabla 14

Calibre mínimo de los conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos

Corriente nominal o ajuste máximo del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, tubos conduit, etc. (A)	Sección Transversal			
	Alambre de cobre		Alambre de aluminio o de aluminio revestido de cobre *	
	mm ²	AWG o kcmil	mm ²	AWG o kcmil
15	2,08	14	3,30	12
20	3,30	12	5,25	10
30	5,25	10	8,36	8
40	5,25	10	8,36	8
60	5,25	10	8,36	8
100	8,36	8	13,29	6
200	13,29	6	21,14	4
300	21,14	4	33,62	2
400	26,66	3	42,20	1
500	33,62	2	53,50	1/0
600	42,20	1	67,44	2/0
800	53,50	1/0	85,02	3/0
1.000	67,44	2/0	107,21	4/0
1.200	85,02	3/0	126,67	250 kcmil
1.600	107,21	4/0	177,34	350 kcmil
2.000	126,67	250 kcmil	202,68	400 kcmil
2.500	177,34	350 kcmil	304,02	600 kcmil
3.000	202,68	400 kcmil	304,02	600 kcmil
4.000	253,25	500 kcmil	405,36	800 kcmil
5.000	354,69	700 kcmil	608,04	1.200 kcmil
6.000	405,36	800 kcmil	608,04	1.200 kcmil

Aspectos Generales

- NTC 2050 Artículo 690-47. Se debe instalar un sistema de electrodo de tierra que cumpla con lo establecido en los artículos 250-81
- RETIE 15.2.g cuando por requerimientos de un edificio existan varias puestas a tierra, todas ellas deben estar interconectadas eléctricamente, según criterio adoptado de IEC-61000-5-2. Tal como aparece en la figura 10 del RETIE.
- Todas las carcasas deben estar aterrizadas, como protección ante posibles contactos indirectos. La línea de tierra discurrirá en paralelo a los conductores activos de corriente continua (en superficie) y a los de corriente alterna (subterráneos y bajo tubo). Por tal razón todas las carcasas metálicas de los equipos irán unidas a una conexión equipotencial a tierra como medida de protección ante contactos indirectos.
- La puesta a tierra de la instalación limita la tensión que pueda presentarse en un momento dado en las masas metálicas de los componentes, delimitando el riesgo que supone el mal funcionamiento o avería de alguno de los equipos utilizados.
- NTC 2050 Artículo 240-4 Un conductor de puesta a tierra de equipos no menor a 0,82 mm² (18 AWG) de cobre ni menor que los conductores del circuito y que forme parte de cables o cordones de artefactos.

4.1.5 Protecciones

Para proporcionar seguridad tanto a los equipos que conforman la instalación solar fotovoltaica conectada a la red, como a las personas que operen o lleguen a estar en cercanía a los equipos, es fundamental incorporar una serie de dispositivos que si bien no son requeridos para el funcionamiento básico del sistema, permitirán asegurar su correcto funcionamiento, salvaguardar los equipos y evitar afectaciones a las personas en labores de trabajo normal o actividades de mantenimiento.

El cálculo de las protecciones se realiza independientemente para los circuitos de DC, como para AC, las protecciones para cada tramo de estos circuitos deben ser diferentes y se deben tener en cuenta cada uno de los tramos del circuito según su naturaleza ya sea en continua o en alterna, además se debe tener en cuenta los valores admisibles de corrientes para los conductores [39, p. 48].

Se debe tener en cuenta las siguientes recomendaciones de la NTC:

- NTC 2050 690-8. La Capacidad corriente dispositivos de protección contra sobre Corrientes debe ser 125% la corriente del circuito.

$$I_{sc} = 5.3[A] \quad (61)$$

$$I_{sc_{gfv}} = I_{sc} * 1.25 \quad (62)$$

$$I_{sc_{gfv}} = 6.625[A] \quad (63)$$

Donde:

ISC es la corriente de cortocircuito, ISCgfv es la corriente de cortocircuito con un incremento del 25% y ISC_gfv es el valor final en amperios con incremento. El valor comercial más cercano es de 10 A.

- NTC 2050 690-9. Los circuitos conectados a más de una fuente eléctrica deben tener dispositivos de protección contra sobre corriente instalados de modo que brinden protección desde todas las fuentes

Debemos tener en cuenta los diferentes componentes del Sistema en continua (DC): Generador Fotovoltaico, tramo entrada hasta el inversor, elementos de protección en DC, cables conexión entre módulos, Caja de conexión DC, instrumentos de medición Voltaje y corriente DC.

Componentes del Sistema en alterna (AC): Tramo salida del inversor, elementos de protección en AC, cables conexión Medidores Energía, punto de conexión de la red de suministro, Caja de conexión AC, instrumentos de medición Voltaje y corriente AC.

Es importante registrar que el Inversor Sunny boy 700U, utilizado en esta instalación fotovoltaica cuenta con protección contra polarización inversa (DC), aislamiento galvánico, Resistencia al cortocircuito (AC), Clase de protección I y categoría de sobretensión III [40].

4.1.5.1 Red de continua

Actualmente la configuración más empleada por ofrecer mejor seguridad es la llamada de generador flotante, que consiste en aislar el circuito activo de tierra y conectar a la misma las carcasas y elementos metálicos, por lo tanto en condiciones normales de funcionamiento el circuito DC está aislado de tierra [37].

La resistencia a tierra suele presentar valores del orden de los Mega-ohmios, para la configuración flotante, el valor de la intensidad de defecto es prácticamente despreciable al ser la resistencia tierra tan elevada. De esta manera la configuración generador constituye una medida de protección contra contactos directos [37].

Protecciones en continua: Estas protecciones se instalarán desde la salida del generador fotovoltaico hasta la entrada del inversor, comprenden:

Fusibles gR de acción Ultrarrápida contra corrientes inversas, interruptor general de continua, descargador de sobretensiones DC.

4.1.5.1.1 Dimensionamiento Fusibles gR (Acción Ultrarrápida)

Se presenta el cálculo del voltaje y la corriente para la utilización de Fusibles gR, estos tienen como finalidad proteger contra sobre corrientes inversas, son sugeridos en la norma (IEC60269), han sustituido prácticamente en su totalidad a los diodos de bloqueo los cuales eran los más comúnmente utilizados.

En este sentido los cables de hilo deben protegerse contra sobre corrientes inversas por medio de fusibles gR insertados en ambos polos. Estas corrientes inversas pueden suceder cuando hay una falla de aislamiento en un hilo dañando seriamente los cables de hilo [41] pag 38.

4.1.5.1.2 Cálculo de la corriente del fusible gR

Se toma como criterio que la corriente del fusible debe ser mayor a la corriente de corto circuitos del módulo pero menor al doble de la corriente de cortocircuito del módulo [41] pag 38.

$$I_{sc_gfv} \leq I_{fus} \leq 2 * I_{sc_gfv} \quad (64)$$

De Forma que se puede asumir que:

$$1.5 * I_{sc_gfv} \leq I_{fus} \quad (65)$$

$$I_{fus} = 1.5 * I_{sc_gfv} \quad (66)$$

Si la corriente de corto circuito del modulo I_{SC_gfv} es de:

$$I_{sc_gfv} = 5.3[A] \quad (67)$$

Entonces teniendo en cuenta (66) la corriente del fusible I_{fus} será igual a:

$$I_{fus} = 7.9500[A] \quad (68)$$

Se seleccionó el valor comercial más próximo en DC el cual corresponde a 10 A.

4.1.5.1.3 Calculo del voltaje fusible gR

Los fusibles deben adaptarse a CC y deben soportar mínimo 1,1 veces el voltaje de circuito abierto del generador Fotovoltaico, este se calcula multiplicando el Número de módulos en serie por el voltaje de open circuit. ($N_{ms} \cdot V_{oc}$) [41] pág. 38.

$$V_{oc_serie} = V_{oc} * n_m \quad (69)$$

$$V_{fus} = (V_{oc_serie}) * 1,1 \quad (70)$$

$$V_{oc_serie} = 218.5000[V] \quad (71)$$

El valor comercial mas cercano teniendo en cuenta las características en continua de corriente previamente calculadas, es de 690V

4.1.5.1.4 Interruptor principal DC

Se hace necesario instalar entre el generador FV y el inversor un interruptor magneto térmico principal según recomendaciones de la norma IEC 60364-7-712, que protegerá la línea contra sobre intensidades además permitirá realizar cortes con carga con mayor seguridad sin necesidad de manipular conductores activos, este interruptor debe soportar las condiciones de operación más desfavorables estas son [37]pág. 14([41] pág. 39):

a) La tensión de Circuito abierto del generador FV a la temperatura mínima de la célula. Procedemos al cálculo utilizando la siguiente formula [41] pág. 39:

$$V_{int_cc} = (V_{gfv_oc_min_t}) * N_{ms} \quad (72)$$

Donde $V_{gfv_oc_min_t}$ es la tensión de Circuito abierto del módulo FV a la temperatura mínima de la célula -10., N_{ms} es el número de módulos en serie:

$$N_{ms} = 5 \quad (73)$$

$$V_{gfv_oc_min_t} = 43.8190[V] \quad (74)$$

Valor mínimo

$$V_{int_cc} = 219.0950[V] \quad (75)$$

Valor comercial mas próximo que cumple las características de corriente y voltaje mínimo corresponde a 800V.

b) La corriente debe ser 1,25 veces la corriente de cortocircuito del generador FV ($1,25 \cdot N_{mp} \cdot I_{sc_gfv}$), Método Manual técnico PVS in Bloom [41] pág. 39, [37] Pág. 15:

$$I_{int_cc} = 1.25 \cdot I_{sc_gfv} \quad (76)$$

$$I_{sc_gfv} = I_{sc} \cdot N_{mp} \quad (77)$$

$$I_{sc} = 5.3 [A] \quad (78)$$

$$N_{mp} = 1 \quad (79)$$

$$I_c = (I_{sc} \cdot 1.25 \cdot N_{mp}) \quad (80)$$

$$I_c = 6.6250 [A] \quad (81)$$

Con estos valores elegiremos el interruptor de la lista de ABB Serie S800PV. El escogido corresponde a la referencia S802PV-S10 con intensidad 10A 2 polos 800 v

4.1.5.2 Red de alterna

Estas protecciones se instalarán en la parte de la instalación donde existe potencia alterna, es decir desde la salida el inversor, comprende el descargador de sobretensiones en AC, interruptor diferencial y magneto térmico de AC, interruptor general de interconexión, fusibles.

Los valores para los que se diseñan las protecciones son:

Tensión monofásica en BT

$$V_L = 120 \quad (82)$$

Corriente máxima de salida en Ac del inversor

$$I_{max_ac} = 6.6 \quad (83)$$

$$I_{inv_m_ac} = I_{max_ac} \quad (84)$$

$$I_{inv_m_ac} = 6.6 [A] \quad (85)$$

Intensidad de Línea IL

$$I_L = I_{inv_m_ac} \quad (86)$$

$$IL = 6.6000[A] \quad (87)$$

Con cableado en alterna 12AWG equivalente a 3,30 mm² y capacidad de corriente 30A factor de corrección a 45 grados multiplicar por 0.87.

$$I_{max} = 30 * 0.87 \quad (88)$$

$$I_{max} = 26.1000[A] \quad (89)$$

4.1.5.2.1 Interruptor diferencial y magneto térmica de corriente alterna

Este protege ante sobre intensidades que puedan dañar el circuito y protege a las personas ante falla de aislamiento, contactos directos e indirectos.

Teniendo en cuenta que la corriente de salida del inversor dio como resultado 6,6 A.

Se empleara un interruptor magneto térmico diferencial del próximo y mayor valor comercial el cual es de 10A de intensidad nominal, curva de disparo C con un diferencial de sensibilidad de 30mA, con bloque diferencial que evitara paradas de la instalación por disparos intempestivos) Este es el interruptor diferencial y magneto térmico de corriente alterna DS201 - 6 kA, C característica (ABB) 1P+N 6kA.

Las características técnicas de esta protección son:

DS201 - 6 kA

Icn [kA] 6 6 6

Type AC A APR

In [A] 6...40 2...40 6...40

IDn [A] 0,03-0,1-0,3-1 0,01(1)-0,03-0,1(2)-0,3 0,03-0,1-0,3

4.1.5.2.2 Interruptor general de Interconexión

La protección externa o de la interconexión tiene por objeto evitar el funcionamiento en ISLA del generador y evitar que el generador alimente defectos producidos en la red de distribución, defectos externos [37] página 34.

Incluye los relés de máxima y mínima tensión y frecuencia, el interruptor automático de la interconexión es el encargado de desconectar el circuito .

Este interruptor tiene que ser de accionamiento manual, debe ser accesible a la empresa distribuidora y magneto térmico. Este interruptor protege frente a sobrecargas y sobre intensidades permite separar con toda garantía la instalación fotovoltaica de la red para trabajos de reparación y/o mantenimiento por parte de la distribuidora. Normalmente se exige en países como España por parte de la empresa distribuidora que este dispositivo en su posición abierta pueda ser bloqueada [37] Cálculos página 17 sección 3.2.2

El poder de corte del dispositivo debe ser superior a la intensidad de cortocircuito máxima que pueda presentarse en la instalación .Para España el valor mínimo de referencia es de 6KA, valor que en este caso se tomó también como referencia.

Las características de funcionamiento de este dispositivo deben seguir las siguientes condiciones [37] Cálculos página 17 secciones 3.2.2:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (90)$$

$$I_2 \leq 1.45 * I_z \quad (91)$$

Donde (I_b) es la corriente de empleo o de utilización igual a la corriente máxima de salida del inversor

$$I_{max_ac} = 6.6 [A] \quad (92)$$

$$I_b = 6.6[A] \quad (93)$$

(I_z) es la corriente máxima admisible por el elemento a proteger. Se hace una corrección teniendo en cuenta la máxima corriente para el calibre 12 AWG es de 25A en ducto se hace una corrección a 45°C multiplicando por un factor de 0.87

$$I_z = 25 * 0.87 \quad (94)$$

$$I_z = 20.5000[A] \quad (95)$$

(I_2) es la corriente que asegura la actuación del dispositivo la calculamos como la corriente convencional de funcionamiento del dispositivo (fusión de los fusibles y disparo de los interruptores automáticos)

$$I_2 = 1.45 * I_z \quad (96)$$

$$I_2 = 29.7250[A] \quad (97)$$

Retomamos las condiciones y remplazamos:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (98)$$

$$I_2 \leq 1.45 * I_z \quad (99)$$

(I_n) equivale a la corriente nominal del dispositivo de protección, la cual se seleccionó de 10[A] para la protección diferencial:

$$I_n = 10[A] \quad (100)$$

Lo que nos da que

$$(I_b = 6.6) \leq (I_n = 10) \leq (I_z = 20.5) \quad (101)$$

Por tanto se selecciona una protección de 10 [A], que es el valor mayor, más próximo al comercial, lo anterior conociendo la corriente de utilización de 6.6A

Teniendo en cuenta los anteriores valores, la referencia comercial seleccionada fue el Mini Interruptor S202-C10, $I_n=10A$, $I_{cu}=6KA$, Curva C, 2P

4.1.5.2.3 Fusibles AC

El punto de conexión de la instalación fotovoltaica a la red de distribución se establecerá en una caja general de protección (CGP) también llamada (PCC), en esta caja se deben instalar fusibles de protección cuya intensidad nominal se debe escoger siguiendo la misma regla que para el interruptor general, en este caso los fusibles estarán dentro del cuadro de protección y medida.

Para ello debemos tener en cuenta los siguientes valores:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (102)$$

$$I_2 \leq 1.45 * I_z \quad (103)$$

I_b es la corriente normal de funcionamiento que circula por este tramo, y viene dada por la potencia máxima de salida del inversor 700W, y la tensión de conexión 120 V con un factor de potencia de 0.99, un método de cálculo sería el siguiente:

$$P = V * I * \cos\Phi \quad (104)$$

$$I = \frac{P}{V * \cos\Phi} \quad (105)$$

$$I = \frac{700}{120 * 0.99} = 5.89[A] \quad (106)$$

Otra opción es tomar como referencia la corriente máxima de salida del inversor $I_{max_ac}=6.6$ [A], tal como se hizo en este caso.

$$I_{b_inv} = 6.6[A] \quad (107)$$

Se debe tener en cuenta la sección de los conductores de este tramo de 12 AWG, cuya capacidad de corriente es de 25[A] y teniendo en cuenta que la instalación se hará en ducto, se realiza una corrección a 45°C multiplicando por un factor de 0.87, con lo anterior se calcula el valor de la corriente I_z , la cual será la máxima admisible por los conductores.

$$I_{z_f} = 25 * 0.87 \quad (108)$$

$$I_{z_f} = 21.75[A] \quad (109)$$

Por tanto la tenemos que la Corriente nominal de la protección I_n estará entre:

$$I_{b_inv} \leq I_{n_f} \leq I_{z_f} \quad (110)$$

$$6.6 \leq I_{n_f} \leq 21.75 \quad (111)$$

Se selecciona de esta manera un I_n del fusible en ese rango teniendo en cuenta los valores comercialmente disponibles. En este caso:

$$I_{n_f} = 16[A] \quad (112)$$

A continuación se calcula la corriente I_2 , la cual corresponde a la corriente convencional de fusión del fusible, para comprobar si la selección de la corriente I_n es la correcta o si por el contrario debe buscarse un valor mayor que cumpla la condición:

$$I_{2f} \leq 1.45 * I_z \quad (113)$$

El cálculo se realiza teniendo en cuenta:

- a) Si $I_n \geq 16[A]$ entonces $I_2 = 1.6 * I_n$
- b) Si $4 \leq I_n \leq 16[A]$ entonces $I_2 = 1.9 * I_n$
- c) Si $I_n \leq 4[A]$ entonces $I_2 = 2.1 * I_n$

En este caso aplicaría la opción b) pues la corriente nominal es de 6.6 [A]

$$I_{2f} = 1.9 * 16A \quad (114)$$

$$I_{2f} = 30,4[A] \quad (115)$$

Teniendo en cuenta este valor de fusión del fusible se verifica que cumpla la anterior condición:

$$I_{2f} \leq 1.45 * I_z \quad (116)$$

Recordando que

$$I_{zf} = 21.75[A] \quad (117)$$

Entonces:

$$30,4 \leq 1,45 * 21.75 \quad (118)$$

$$30,4[A] \leq 31,53[A] \quad (119)$$

Por lo tanto se utilizara fusibles cilíndricos industriales tipo gG de acción rápida de 16[A] Vn 500 V AC sobre portafusiles para riel Din [39, p. 61].

En este caso bastaría se utiliza un fusible para la conductor uno para la fase y otro para el neutro.

4.1.5.3 Protección Contra Sobretensiones

Las Sobretensiones son ocasionadas por descargas atmosféricas o generadas por la propia red de distribución eléctrica ocasionadas por la conexión y desconexión de interruptores, transitorios, cortocircuitos, pérdidas de cargas entre otras situaciones.

Los dispositivos utilizados para hacer frente a estas sobretensiones son los denominados descargadores, estos actúan como un interruptor controlado por tensión (voltaje), si la tensión en el dispositivo es mayor que un determinado nivel, el dispositivo pasa a un estado de baja impedancia y deriva a tierra. En condiciones Nominales el dispositivo presenta alta impedancia y se comporta como circuito abierto.

La conexión de los descargadores tiene que ser a tierra, esto evita que ante una descarga atmosférica se produzcan diferencias de potencial entre los elementos del sistema. Esto se cumple por norma general por lo tanto debe existir una sola puesta a tierra RETIE 15.2.g.

Los parámetros determinantes de los protectores resultan de su capacidad para desviar la sobrecarga de corriente hacia tierra (para disipar el máximo de energía) y limitar la tensión al nivel más bajo posible.

Además, los protectores contra sobretensiones han de estar seleccionados según la red a la cual están conectados.

Las normas internacionales dan una definición precisa de estos parámetros:

- Corriente máxima de descarga I_{\max} o I_{imp}

Es el valor máximo de cresta de la corriente que puede ser desviada por el aparato.

Existen dos formas de ondas de corriente usadas para representar la corriente de choque: la forma 10/350 μs que corresponde al choque de un rayo directo y la forma 8/20 μs que corresponde al choque de un rayo indirecto.

I_{\max} es el valor máximo de la corriente de forma de onda 8/20 μs .

I_{imp} es el valor máximo de la corriente de forma de onda 10/350 μs .

Los valores I_{\max} o I_{imp} deben de ser adecuados al valor estimado de la corriente del posible choque de rayo [42, p. 4].

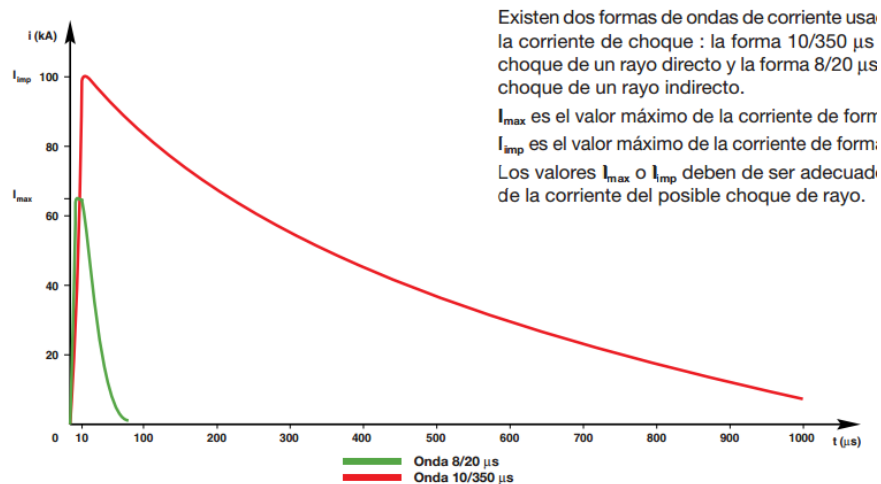


Figura 24: Formas onda 8/20us, 10/350us [42]

- Nivel de protección U_p

Es el valor de tensión máximo instantáneo que permite el aparato cuando desvía la corriente de choque hacia tierra:

U_p no debe ser más alta que valor de tensión tolerado por el equipamiento que debe proteger.

- Tensión máxima de servicio U_c

Es el valor de tensión al cual el limitador de sobretensión puede estar conectado de forma permanente. Esta tensión debe tener en cuenta el valor de tensión nominal de la red U_n , así como las posibles variaciones eventuales de dicha tensión.

Para la conexión de tales dispositivos

Redes monofásicas

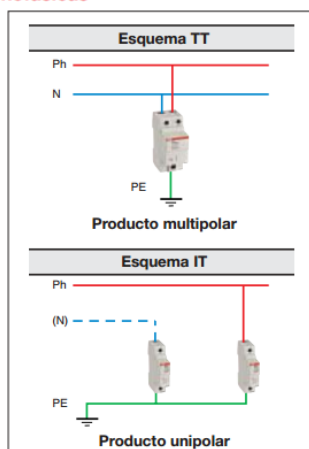


Figura 25: Instalación de Descargador sobretensiones sistema Monofásico [42]

- Informaciones complementarias

- Red TT: el conductor de neutro de la Alimentación está conectado a tierra.

Las masas de la instalación están conectadas a tierra, pero en un punto distinto al de la Alimentación.

- Red IT: el punto de neutro no está conectado con tierra o lo está pero con una impedancia de (1000 a 2000 Ω).

- Red TNC: el conductor de neutro y el de protección están unificados en un solo conductor PEN.

- Red TNS: el conductor de neutro y el de protección son distintos.

Los protectores contra sobretensiones o descargadores permiten limitar las sobretensiones transitorias que circulan a través de la red, a valores tolerados por los equipos conectados.

Las protecciones de sobretensiones descargan a tierra los picos de tensión transitorios que se transmiten a través de los cables de la instalación eléctrica.

Las protecciones contra sobretensiones de tipo atmosférico pueden ser de dos clases:

- Clase 1: Se instalan en las extremidades de líneas externas de una instalación fotovoltaica para protegerla contra impactos directos de rayos en zonas con alto riesgo de impacto directo de rayos.
 - (Clase B-clase 1): Diseñados para hacer frente a formas de onda 10/350us, transformando la en una 8/20 us.
- Clase 2: Se destinan a la protección de redes fotovoltaicas contra las sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas indirectas que se producen a una determinada distancia de la instalación fotovoltaica e inducen una sobretensión.
 - Clase C-clase 2): Diseñados para hacer frente a formas de onda 8/20 us limitando las tensiones residuales a valores compatibles con las tensiones soportadas por los equipos de la instalación.

Al ser la distancia entre el inversor y la caja general de protecciones menor a 10m se instalara un dispositivo tipo 2 para proteger frente a sobretensiones de la red eléctrica.

4.1.5.3.1 Descargador de sobretensiones en CC

Teniendo en cuenta que la distancia entre los paneles y el inversor es tan pequeña (cuantificar) solo se coloca un descargador junto al inversor.

El descargador debe cumplir con las siguientes condiciones:

- Debe ser para corriente continua
- Clase C (clase 2)
- La corriente nominal de descarga = 10ka, es necesario tener en cuenta que en instalaciones sin protección externa la corriente nominal de descarga no debe ser menor a 10 kA, y para instalaciones con protección externa no menor a 20 kA.
- Tensión máxima de régimen permanente 700V

Se seleccionó la protección contra sobretensiones CC, OVR PV 40 600P TS clase 2 para aplicaciones FV (ABB), en este caso como no se cuenta con protección externa ante descargas se seleccionó el descargador a 10 KA, este dispositivo adicionalmente cuenta con un contacto de señalización

4.1.5.3.2 Descargador de sobretensiones en AC

En esta sección del diseño se requiera que el descargador cumpla las siguientes condiciones:

- Debe ser para corriente alterna AC.
- Corriente nominal de descarga = 10kA, es necesario tener en cuenta que en instalaciones sin protección externa la corriente nominal de descarga no debe ser menor a 10 kA, y para instalaciones con protección externa no menor a 20 kA.
- Tensión máxima de régimen permanente 700V

Se selecciona en este caso un dispositivo para la fase y otro para el neutro

- OVR T2 15-275 P / Dispositivo de protección contra sobretensiones (fase)
- OVR 70 N P / Dispositivo de protección contra sobretensiones (neutro)

4.1.6 Sensor de temperatura

La temperatura es un parámetro termodinámico del estado de un sistema que caracteriza el calor, en este sistema se realiza la medida de la temperatura ambiente exterior, lugar donde están instalados los paneles del sistema fotovoltaico.

La medida de la temperatura, en el SI de unidades se debe expresar en grados Kelvin, sin embargo en este caso se utilizó la escala de temperatura en grados Celsius o grados Centígrados. La equivalencia corresponde a la siguiente formula.

$$^{\circ}\text{C} = \text{K} - 273.15 \quad (120)$$

El sensor utilizado para la medida de esta variable es del tipo Pt100, el cual corresponde a una resistencia con un coeficiente positivo (positive temperature coefficient) que varía según la temperatura. De esta manera cuanto mayor es la temperatura, más aumenta el valor de la resistencia.

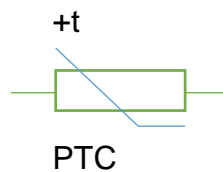


Figura 25: Símbolo eléctrico PTC

Los PT100, están constituidos por elementos semiconductores de titanato de bario, se caracterizan por modificar su estructura cristalina a una cierta temperatura, alrededor de los 100°C, a esta temperatura se presenta un cambio brusco en su resistencia, pasando de valores de centenares de ohm a mega ohmios.



Figura 26: Fotografía del Transmisor de temperatura de conducto, tipo TG100 Marca KIMO

4.1.6.1 Acondicionamiento de Señal de Temperatura

El objetivo de este proceso es convertir la señal de salida del sensor en un formato adecuado para la etapa de medición, en este caso como la salida del PT100 es una señal

de corriente se acondiciono una resistencia para obtener una señal de voltaje en un rango de 0 a 10V.

En este caso el acondicionamiento se realizó para el rango escogido de temperaturas entre 0 a 50°C, se tomo en cuenta que la salida del sensor es de 4-20mA, y la entrada a la tarjeta de adquisición de datos es de voltaje por lo tanto se utiliza una etapa de transformación a voltaje por medio de una resistencia eléctrica y se aplica ley de ohm.

Para este fin se escogió una resistencia comercial de 531.6Ω, por ley de ohm, $V=I \cdot R$ la tabla 15. presenta los cálculos de los valores de voltajes.

Tabla 15

Voltajes Calculados para el Censado de Temperatura

Formula	Valores	Voltaje	Temperatura
$V_{max} = I_{max} \cdot R$	$= 4mA \cdot 531.6$	$= 2.1264V$	0°C
$V_{min} = I_{min} \cdot R$	$= 20mA \cdot 531.6$	$= 10.632V$	50°C

El rango será la diferencia entre el valor máximo y el mínimo:

$$Rango = V_{max} - V_{min} \quad (121)$$

$$Rango = 10.632 - 2.1264 = 8.5056V \quad (122)$$

$$50^{\circ}C / Rango = 5.8784^{\circ}C \quad (123)$$

El rango indica, el conjunto de valores que puede tomar la señal de entrada comprendidos entre el máximo y el mínimo detectados por el sensor con una tolerancia de error aceptable. Por cada 1 °C existiría una variación aproximada de 0,170 voltios.

4.1.6.2 Linealización señal de Temperatura

Al realizar el análisis de los voltajes obtenidos después del acondicionamiento de la señal, y teniendo en cuenta el comportamiento lineal del sensor para temperaturas menores a 100°C se obtiene a continuación la ecuación que describe el comportamiento lineal de la temperatura en función de la pendiente y punto pendiente.

$$Y1 = 0^{\circ}C \quad (124)$$

$$Y2 = 50^{\circ}C \quad (125)$$

$$X1 = 2.1264V \quad (126)$$

$$X2 = 10.632V \quad (127)$$

Utilizando la ecuación para hallar la pendiente:

$$m = \frac{y2-y1}{x2-x1} \quad (128)$$

$$m = \frac{50 - 0}{10.632 - 2.126} \quad (129)$$

$$m = 5.878 \quad (130)$$

Luego se halla la ecuación que describe el comportamiento para temperatura será:

$$Y = m(X-X1) + Y1 \quad (131)$$

$$Y = 5.878(x-10.632) + 50 \quad (132)$$

$$Y = 5.878x-62.494 + 50 \quad (133)$$

$$Y = 5.878x-12.494 \quad (134)$$

Donde x es el valor en voltios de salida de la resistencia, y obtenemos como resultado que Y será la temperatura en °C.

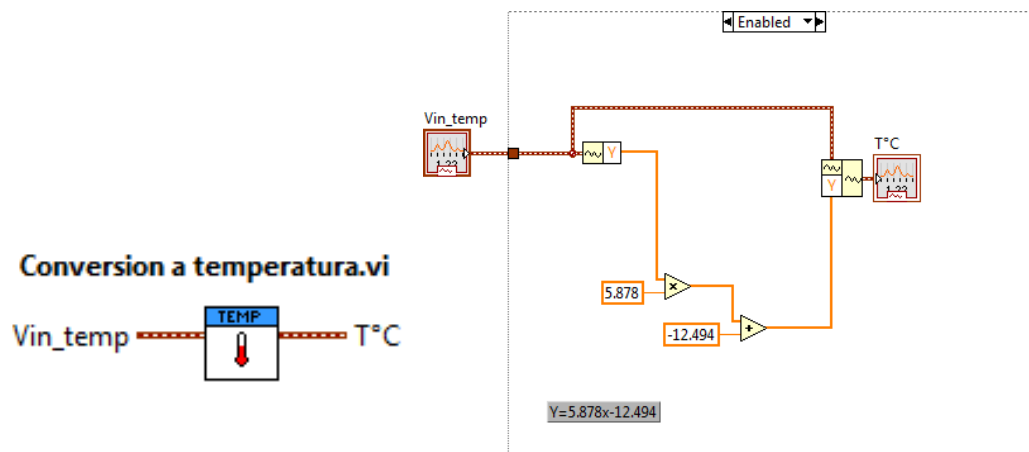


Figura 27: Bloque Temperatura en el SFVIR

4.1.7 Sensor de Radiación

Las mediciones precisas de radiación en la superficie son fundamentales para entender el sistema climático de nuestro planeta.

Los científicos, los investigadores la industria entorno a la energía renovable, el sector de climatología, la agricultura, y el medio ambiente, requieren mediciones precisas y fiables de la radiación solar. Esta se realiza por medio de piranómetros, que son radiómetros diseñados para la medición de la irradiancia total (mundial) sobre una superficie plana resultante de los flujos radiantes en la longitud de onda en un rango de 300 nanómetros (nm), o menos, y hasta los 3000 nm. [91]

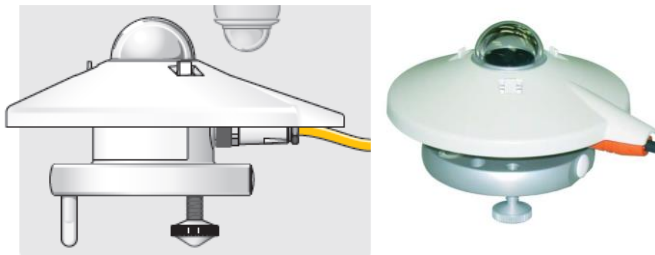


Figura 28: Piranometro KIPP & ZONE serie CM3

El piranómetro utilizado Figura 28. en este trabajo es de la marca Kipp & Zonen CMP/CMA este se basa en un elemento de detección térmica pasiva llamado termopila. La termopila responde a la alimentación total absorbida por el recubrimiento superficial negro, que es una pintura no selectiva espectralmente, y al calentamiento. El calor generado fluye a través de una resistencia térmica hacia el disipador térmico (el cuerpo del piranómetro). La diferencia de temperatura a través de la resistencia térmica del detector se convierte en voltaje como una función lineal de la irradiancia solar absorbida.




4.1.7.1 Acondicionamiento de la Señal de radiación

El objetivo de este proceso es convertir la señal de salida del sensor en un formato adecuado para la etapa de medición, en este caso la salida del medidor de radiación se encuentra en la escala de los milivoltios por lo tanto requiere una amplificación, teniendo en cuenta que la longitud de instalación del sensor es mayor a 10 metros, se realizó un conversor de voltaje a corriente comúnmente conocido como lazo de corriente, posteriormente se convierte nuevamente a voltaje mediante un resistencia de precisión.

Para la radiación se tiene un rango entre 0 a 1000W/m², y una Salida de 5-22 mV, según hoja técnica y pruebas de medida realizadas para la correcta utilización del sensor.

Tabla 16

Valores típicos de radiación según datos del fabricante[91]

Totalmente Nublado	Parcialmente nublado	Cielo despejado
		
50 ... 120 W/m ²	120 ... 500 W/m ²	500 ... 1000 W/m ²

Por la naturaleza de la señal a trabajar y teniendo en cuenta la sensibilidad de instrumento se escogió para la amplificación el integrado AD620, el cual es un amplificador operacional especializado para instrumentación, se selecciona un valor de Resistencia de precisión y se calcula el valor de la ganancia para realizar el montaje.

$$G = \left(\frac{49,4k\Omega}{Rg} \right) + 1 \quad (135)$$

$$Rg = 996\Omega \text{ (medidos)} \quad (136)$$

$$G = \left(\frac{49400}{996} \right) + 1 \quad (137)$$

$$G = 50,5983 \quad (138)$$

A continuación se muestran los Diagramas de conexión del amplificador de instrumentación AD620.

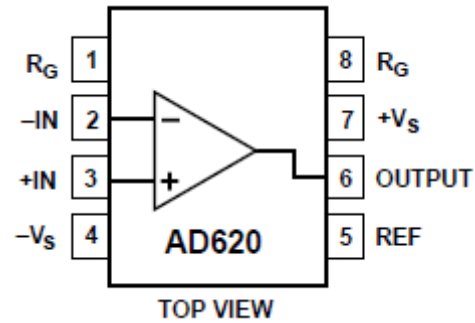


Figura 29: Amplificador AD620A de Instrumentación utilizado

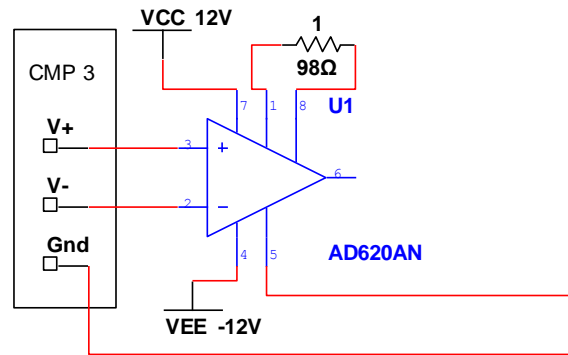


Figura 30: plano de conexión del amplificador AD620A

Configuración con ganancia 500

Para R_G (Resistencia de Ganancia), se seleccionó una resistencia comercial de precisión de 996Ω , el voltaje de salida del amplificador se halla con la siguiente fórmula:

$$V_s = \text{Ganancia} \cdot V_{in} \quad (139)$$

$$V_s = 50,5983 \cdot V_{in} \quad (140)$$

Tabla 17

Se calcula en la tabla 17 los valores de voltajes.

Rango	Valor	V	W/m ²
$V_{smax} = 50,5983 \cdot V_{inmax}$	$= 50,5983 \cdot 5mV$	$= 0,2529V$	$0 \frac{W}{m^2}$
$V_{min} = 50,5983 \cdot V_{inmin}$	$= 50,5983 \cdot 22mV$	$= 1.131626V$	$1000 \frac{W}{m^2}$

El rango sera la diferencia entre el valor máximo y el mínimo:

$$Rango = Vsmax - Vsmin \quad (141)$$

$$Rango = 1.131626 - 0.2529 = 0.8602626V \quad (142)$$

4.1.7.2 Circuito convertidor voltaje a corriente-LF353P

Teniendo en cuenta la longitud de conexión entre el sensor de radiacion y el modulo de adquisicion es mayor a 7m se acondiciono un circuito para convertir el voltaje de salida del sensor a corriente y luego nuevamente a voltaje para llevarlo al modulo de entrada de adquisicion de datos. Se utilizo un AD620 para amplificar la señal, luego se realizo la conversion de voltaje a corriente con un LF353P y luego se coloco una resistencia para obtener nuevamente la señal de voltaje.

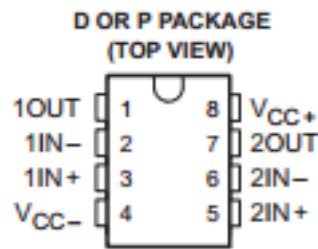


Figura 31: LF353P convertidor de V-I

$$Vx = ((Vin+) - (Vin-)) * G \quad (143)$$

$Vin- = 0$ ya que está referenciado a cero Voltios

$Vxmin$ = salida del sensor cuando esta obscuro o de noche

$$Vxmin = ((0.3E-3) - (0)) * G \quad (144)$$

$$Vxmin = 0.001517949V \quad (145)$$

$$Vxmax = \text{salida del sensor 12 medio día} = 22mV \quad (146)$$

$$Vxmax = ((22E-3) - (0)) * G \quad (147)$$

$$Vxmax = 1.1131626V \quad (148)$$

Convertidor Voltaje a corriente

$$R1 = 99.5\Omega(\text{medidos}) \quad (149)$$

$$IL_{min} = \frac{V_{xmin}}{R1} = (0,000152557)A \quad (150)$$

$$IL_{max} = \frac{V_{xmax}}{R1} = (0,01118756382)A \quad (151)$$

Convertidor corriente a voltaje

$$R2 = 74,7\Omega \quad (152)$$

$$Vf = Il * R2 \quad (153)$$

$$Vf_{min} = IL_{min} * R2 = (0,000152557 * 74,7\Omega) = 0.0113960V \quad (154)$$

$$Vf_{max} = IL_{max} * R2 = (0,01118756382 * 74,7\Omega) = 0.8357110173V \quad (154)$$

Conversión de voltaje a Radiación:

$$Ventana = Vf_{max} - Vf_{min} \quad (155)$$

$$Ve = 0.8357110173V - 0.0113960V \quad (156)$$

$$Ve = 0.8243150173V \quad (157)$$

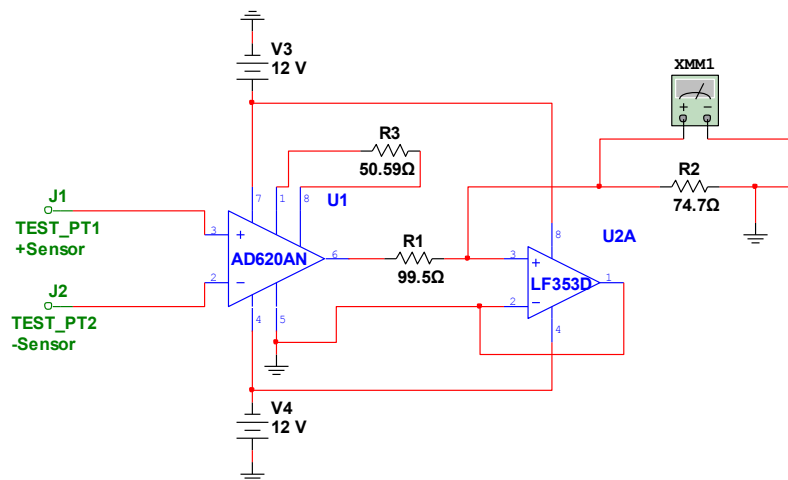


Figura 32: Circuito conversor voltaje a corriente

4.1.7.3 Medida de señal de Irradiancia

Se aplica la ecuación del fabricante del sensor para el Cálculo de la irradiancia

$$Esolar = \left(\frac{Uemf}{S} \right) \quad (158)$$

Sabiendo que:

$$Esolar \left[\frac{W}{m^2} \right] = irradiacion = E \left(\frac{W}{m^2} \right) = \frac{Vsalida}{(S)sensibilidad} \quad (159)$$

$$Uemf[\mu V] = voltaje salida$$

$$S \left[\frac{\mu V}{Wm^2} \right] = Sensibilidad$$

La Sensibilidad es un dato que viene dado según la tabla de calibración de fábrica del instrumento en este caso es de $14.71 \frac{\mu V}{(\frac{W}{m^2})}$

$$S = 16,320 E^{-6} \quad \text{Según marca en el instrumento} \quad (160)$$

$$S = 14,710 E^{-6} \quad \text{Según la hoja de calibración} \quad (161)$$

$$Vsalida = 22mV \quad (162)$$

$$E = \frac{22mV}{16,320 E^{-6}} = 1348,039216 \left(\frac{W}{m^2} \right) \quad (163)$$

$$E = \frac{22mV}{14,710 E^{-6}} = 1495,5812 \left(\frac{W}{m^2} \right) \quad (164)$$

Se debe tener en cuenta que la constante de radiación solar K es de 1367 W/m², La constante solar es la cantidad promedio de radiación recibida en un punto perpendicular a los rayos solares, localizado fuera de la atmósfera en la distancia media entre la Tierra y el sol.

$$FRad = \frac{1348,03}{Ve} = \frac{1348,03}{0.8243150173V} = 1635.333546 \left(\frac{\frac{W}{m^2}}{V} \right) \quad (165)$$

Finalmente la radiación medida y registrada por la aplicación depende del voltaje final por la constante FRad que tiene en cuenta la conversión voltaje-corriente-voltaje.

$$RAD = Vin_{rad} * F_{rad} \quad (166)$$

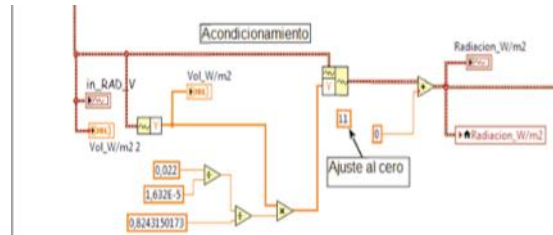


Figura 33: VI calculo de la Radiación en el SFVIR

4.1.8 Voltaje AC

Teniendo en cuenta los valores nominales de entrada de voltaje de la tarjeta de adquisición de datos (10V) y que la señal de voltaje a la salida del inversor es de 120V, Se utilizo como transductor un transformador de Tension para medida reductor monofasico.

Un transformador de tensión es un dispositivo destinado a la alimentación de aparatos de medición y /o protección con tensiones proporcionales a las de la red en el punto en el cual está conectado. El primario se conecta en paralelo con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los diferentes aparatos de medición y de protección que se requiere energizar. Tiene dos funciones transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.[82]

El voltaje del secundario es proporcional al del primario y depende de la relacion de transformacion $a = V_p / V_s$ en este caso $a = 56,872$ teniendo en cuenta que el voltaje del primario es 120V y la salida medida en el secundario es de 2,11V. En cuanto a la La potencia aparente del transformador es de 5VA-60Hz y la marca es El WATIO.

$$a = \frac{V_p}{V_s} = \frac{120}{2.11} = 56,8720 \quad (167)$$

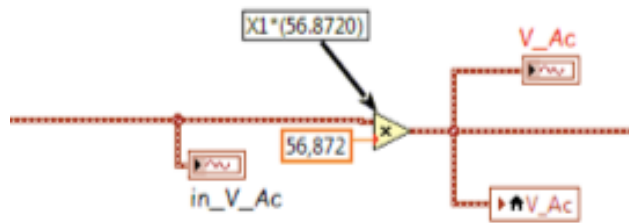


Figura 34: VI Calculo de Voltaje AC en el SFVIR

El grado de exactitud de un transformador de medida depende de su clase o precisión, la cual nos indica en tanto por ciento el máximo error que se comete en la medida. La norma IEC especifica que la clase o precisión debe mantenerse cuando la tensión que se aplica en el arrollamiento primario se encuentre comprendida en un rango que va del 80 al 120% de la tensión primaria nominal. Las clases de precisión normales para los TT monofásicos para medidas son: 0,1 – 0,2 – 0,5 – 1,0 – 3,0.

En este caso la clase del transformador utilizado es de 0,5 lo que significa $\pm 0,5$ en el error de tensión equivalente a $\pm 0,006$ V, y un límite de tensión de 0,8 – 1,2 V_n equivalente a 96V -144V.

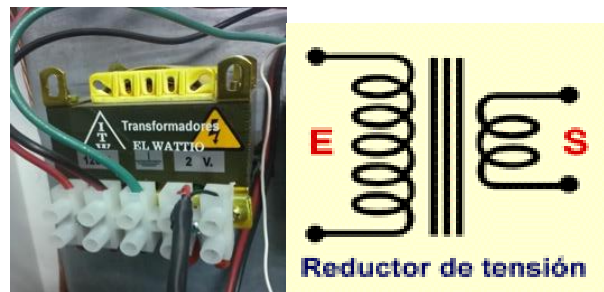


Figura 35: Trnasformador monofasico Utilizado

4.1.9 Voltaje DC

En la medición de voltaje DC a la salida del generador fotovoltaico se utilizó un divisor de tensión resistivo, se trabajó con dos resistencias una de 1.000.000 ohms y una de 20.000 ohms. [80]

Teniendo en cuenta que el voltaje de salida máximo del generador puede llegar a los 250V según la configuración en serie de los paneles FV, este voltaje no puede ingresar

directamente a la tarjeta de Adquisición de datos es por esto que se requiere un circuito que permita acoplar la tensión de entrada al rango de trabajo normal de la tarjeta.

Un divisor resistivo es un caso especial donde ambas impedancias, Z_1 y Z_2 , son puramente resistivas. R_1 y R_2 pueden ser cualquier combinación de resistencias en serie.

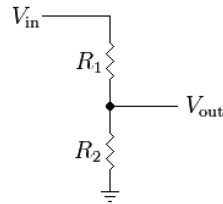


Figura 36: Configuración típica de un divisor de tensión resistivo

La figura 36 muestra la configuración típica de un divisor de tensión, para el caso del voltaje de salida tenemos la siguiente fórmula:

$$V_{out}(V) = \frac{V_{in} \cdot R_1}{R_1 + R_2} \quad (168)$$

En el circuito se trabaja con el voltaje en R_2 y la referencia.

$$V_{out} = V_{R2} = \frac{V_{in} \cdot R_2}{R_1 + R_2} \quad (169)$$

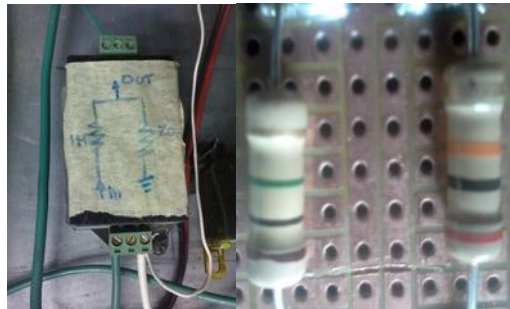


Ilustración 1 Circuito Implementado en el montaje del divisor de tensión

El voltaje V_{out} máximo será en las condiciones del sistema cuando se tenga 250V en la conexión del generador fotovoltaico.

$$V_{out}(\max) = \frac{V_{in} \cdot R_2}{R_1 + R_2} \quad (170)$$

$$V_{out}(\max) = \frac{250 \cdot 20000}{1000000 + 20000} = 4.9016V \quad (171)$$

Esto representa una division del voltaje en una proporcion de caida de tension para R1 de 245,0984V, mientras la caida maxima de tension en la R2 sera de 4,9016V. En cuanto a la corriente en el instrumento el comportamiento teniendo en cuenta la ley de ohm es el siguiente:

$$IR1 = \frac{VR1}{R1} = \frac{245,0984V}{1000000} = 0,0002450A \quad (172)$$

$$IR2 = \frac{VR1}{R1} = \frac{4,9016V}{20000} = 0,0002450A \quad (173)$$

entonces el instrumento por ser de alta impedancia tendra un consumo minimo de corriente, en este caso de 245 mA.

Para obtener nuevamente el voltaje de entrada en el software de adquisicion de datos se utiliza la expresion (174) la implementacion en labview esta en la figura 37.

$$\frac{V_{out}^*(R1 + R2)}{R2} = V_{in} \quad (174)$$

$$\frac{V_{out}*(1000000 + 20000)}{20000} = V_{in} \quad (175)$$

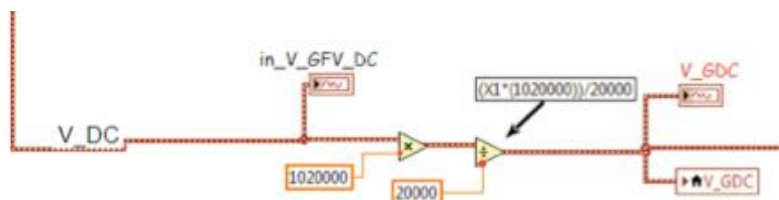


Figura 37:Diagrama Voltaje DC en el SFVIR

4.1.10 Corriente DC

En la medida de la corriente DC se utilizó un sensor de corriente lineal, Tarjeta con sensor de corriente ACS714LLC-05B, rango de medición de -5 a 5 amperios, sensibilidad 185mV/A.[83]

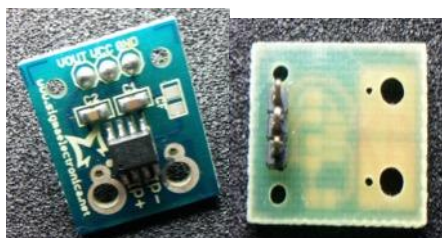


Figura 38:Sensor de corriente DC

Para el montaje del instrumento se utiliza una bornera como punto de acople del cableado de salida del generador fotovoltaico y la entrada del sensor, este es de tipo invasivo por lo tanto va conectado en serie al cableado de corriente donde se realiza la medida, requiere una fuente de tension y la señal de salida esta condicionada sobre un nivel de tension fijo de 2,505V. La figura 39 muestra el montaje realizado del sensor para su acondicionamiento y medicion de corriente DC, el cual corresponde a la salida en corriente del generador FV , la figura 40 corresponde al diagrama implementado en el VI.



Figura 39: Montaje del sensor de corriente

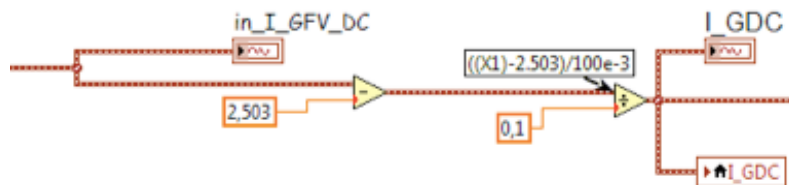


Figura 40: Diagrama de la configuracion de entrada de la Idc el SFVIR

4.1.11 Corriente AC

Para la medida de I_{ac} , corriente alterna a la salida del Inversor se instalo una pinza amperimetrica no invasiva marca Fluke i200, esta se trabajo en la escala de 20A, en la cual se obtiene una salida de voltaje de 100mV por cada Amperio. En este caso no fue requerido ningun circuito de acondicionamiento de señal, solamente se adecuo un accesorio para el conector de la pinza el cual es de tipo BNC.

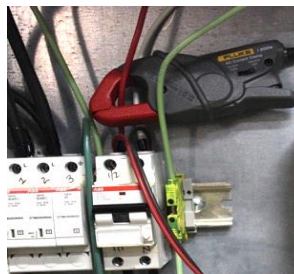


Figura 41: Montaje de la pinza a la salida del inversor

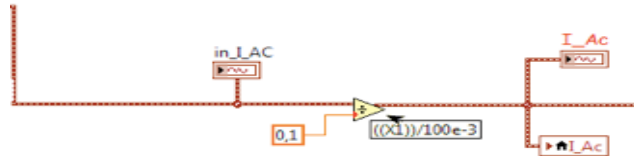


Figura 42: Diagrama implementado en el SFVIR

4.1.12 Medidores Monofasicos

Se utilizo como instrumentos de medida de energia dos medidores monofasicos electronicos de la marca DISICO, 120V 60Hz, estos registran la cantidad de energia activa del sistema. Su unidad de medida es el kilovatio hora (kW/h.)

En el primer caso el medidor ubicado en la carga registra la energia utilizada por las fuentes de tension de los sensores y circuitos amplificadores, adicionalmente se encuentra conectado el PC en el cual se registran los datos.

El otro medidor esta ubicado a la salida del inversor y registra la energia entregada por el sistema solar. La figura 43 muestra el medidor monofasico conextado a la carga del sistema SFVIR, de esta manera se puede evidenciar cuanta energia es consumida por la carga y compararla con la energia producida para verificar si se ha inyectado energia a la red de BT del laboratorio. La figura 44 muestra el tablero final en el que se montaron los equipos, inversor, medidores de voltaje, corriente, energia, punto de acople comun y protecciones.



Figura 43: Medidor monofásico



Figura 44: Ilustración 19 Montaje de los Equipos en el Tablero1 del SFVIR

4.2 Hardware de Adquisición Datos

En este caso se utilizó una tarjeta de adquisición de datos, también conocidas como DAQ es el dispositivo electrónico que recibe la información del mundo exterior y la envía a la PC (o viceversa). Para el sistema SFVIR se utilizó una tarjeta cDAQ-9172 USB. [17], con dos módulos NI_9205.

4.2.1 NI cDAQ-9172

El módulo de adquisición de datos NI cDAQ-9172 es un chasis de ocho ranuras que puede soportar igual número de módulos de entrada y salida de la serie C, este chasis es compatible con USB 2.0 y opera con una alimentación de 11 a 30V DC. Tiene dos chips contador/temporizador de 32 bits integrados al chasis.

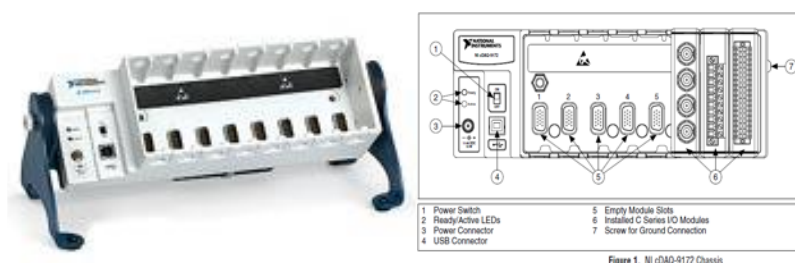


Figura 45: Chasis NI cDAQ-9172

Tabla 18 Características técnicas chasis NI cDAQ-9172

Tamaño FIFO de entrada	2.047 muestras
Frecuencia de muestreo Máxima: Mínima:	3.2 MS / s (multi-canal, agregado) 0 S / s Para el cDAQ-9172 3.2 MS / s entre seis canales 533 Ksamples/sec por canal.
Precisión de tiempo	50 ppm de velocidad de muestreo
Resolución del tiempo	50 ns
Temperatura de funcionamiento	(IEC-60068-2-1 y IEC-60068-2-2) -20 a 55 ° C
Temperatura de almacenamiento	(IEC-60068-2-1 y IEC-60068-2-2). -40 a 85 ° C
Tipo de protección	IP 30 .
humedad de funcionamiento	(IEC-60068-2-56) 10 a 90% de humedad relativa, sin condensación
humedad de almacenamiento	(IEC-60068-2-56) 5 a 95% de humedad relativa, sin condensación

Altitud máxima	2.000 m
Grado de contaminación	(IEC 60664) .2

Para realizar las mediciones de entrada analógica, se inserta una entrada analógica apoyada en los Módulo de E / S de la Serie C en cualquier ranura del chasis cDAQ. Las especificaciones de medición, como el número de canales, la configuración de canal, frecuencia de muestreo, y la ganancia, se determinan por el tipo de módulo de E / S de la Serie C utilizado. © National Instruments Corp. 19 NI 9205 Operating Instructions and Specifications

4.2.2 NI_9205

Se utilizaron Módulos NI_9205 de Entrada Analógica de 32 canales, ± 200 mV a ± 10 V, 16-Bit ,250 kS/s, estos cuentan con protección contra sobrevoltajes entre canales de entrada de 60voltios.



Figura 46:Modulos NI_9205

4.2.3 Velocidad de muestreo:

La teoría de muestreo establece que el mínimo de velocidad de muestreo que deberá utilizarse en una aplicación deberá ser:

Frecuencia de muestreo (para medida de una frecuencia) = $2 * \text{frecuencia mayor}$.

De no cumplirse con el teorema de muestreo se produce un error denominado aliasing que consiste en tener una señal digitalizada de menor frecuencia que la real.

Existen cuatro puntos fundamentales a tener en cuenta para la configuración de la adquisición de los datos:[81]

1. Frecuencia máxima de muestreo
2. Número de canales
3. Modo de operación de los canales
4. Nivel máximo de voltaje en los canales analógicos.

En el NI_9205 adquisición multiplexada se utilizan 6 entradas ADC frecuencia 250kms sería dividido entre las 6 existiendo un DT (tiempo de conmutación del multiplexor) todas las señales comparten la misma velocidad de muestreo ya que se encuentran conectadas al NI9205.

4.2.4 Frecuencia máxima de muestreo

Para poder calcular adecuadamente la frecuencia de muestreo es necesario tener en cuenta que las señales analógicas más críticas en el sistema corresponden al voltaje y la corriente alternas a la salida del inversor, ya que la corriente y el voltaje a la salida del generador fotovoltaico son continuas en el tiempo y la señal de radiación y temperatura no requieren un monitoreo tan exigente en función del tiempo.

Basicamente es necesario tener en cuenta: [81]

- Frecuencia de cada señal de voltaje y corriente en alterna.
- Precisión de las medidas.

Tanto el voltaje como la corriente por ser un sistema monofásico típicamente para Colombia deben trabajar a una frecuencia de 60 Hz. El periodo de tiempo de un ciclo completo equivale a:

$$F = 60Hz \quad (176)$$

$$T = \frac{1}{F} \quad (177)$$

$$T(VAc \text{ ó } IAc) = \frac{1}{60Hz} = 0,0166666 \text{ Segundos} \quad (178)$$

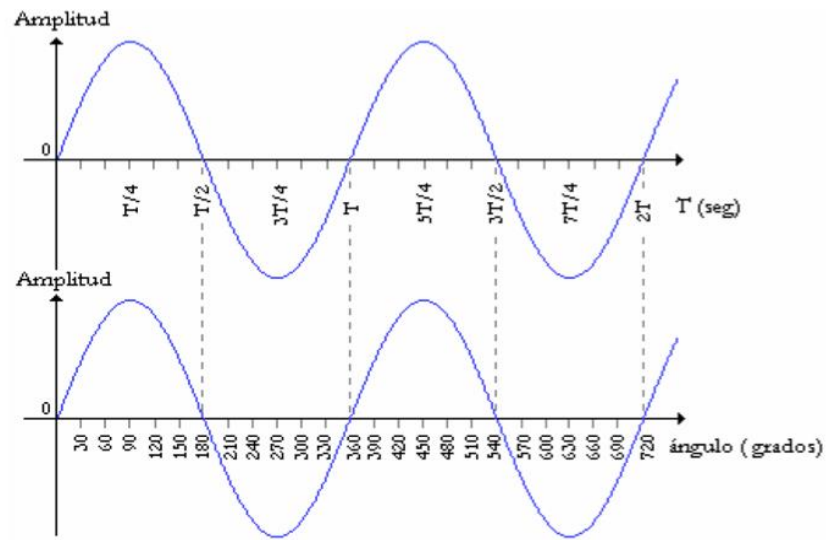


Figura 2.5 Analogía entre una señal de CA en el tiempo y en grados.

Figura 47: Analogía entre una señal de Ac en el Tiempo[81]

Según la cantidad de muestras, será la precisión para determinar factores como el ángulos de desfase entre las señales de voltaje y corriente, al tomar más muestras en un periodo de una señal alterna el error disminuye en los calculos pero aumenta la frecuencia de muestreo.

La minima frecuencia de muestreo por canal se determina por la ecuacion siguiente y depende de la frecuencia de la señal y el numero de muestras.[81]

$$F_m = (F) * (N^{\circ} \text{ muestras}) \quad (179)$$

$$N^{\circ} \text{ muestras} = 1000 \quad (180)$$

La configuracion para la adquisicion de las variables, se programo de la siguiente manera:

$$\text{Sample Rate} = 20000 \quad (181)$$

$$\# \text{Samples} = 1000 \quad (182)$$

$$dt = \frac{1}{20000} = 0,0000500 \quad (183)$$

$$T(\text{Señal de Voltaje}) = \frac{1}{60\text{Hz}} = 0,0166666 \text{ Segundos} \quad (184)$$

5 RESULTADOS Y DISCUSION

5.1 Software

Los instrumentos virtuales permiten construir sistemas de medición y automatización que se ajustan exactamente a necesidades definidas por el usuario en lugar de estar limitados por los instrumentos tradicionales de funciones fijas los cuales están definidos por el fabricante. [84]

En este caso se trabajó con el sistema LabView versión 2011, cuya licencia se encuentra registrada para la Universidad Libre, la adquisición de datos se configuro de la siguiente manera:

La primera fase corresponde a la adquisición de las 6 variables identificadas como entradas del sistema, estas variables son:

Tabla 19 Canales de entrada Utilizados para las 6 Variables

ítem	Variable a medir	Nombre Asignado	Canal de Entrada	tipo /RSE	Rango (V)
0	Corriente de salida inductor en AC	I_Inductor_AC	5_NI_9205 cDAQ2Mod5/ai0-ai18	Diferencial	-10.00E+0 10.00E+0
1	Voltaje de salida inductor en AC	V_Inductor_AC	5_NI__9205 cDAQ2Mod7/ai5-ai13	Diferencial	-10.00E+0 10.00E+0
2	Temperatura ambiente	TEMPERATURA	6_NI__9205:ai0 cDAQ2Mod6/ai0-ai	RSE	-10.00E+0 10.00E+0
3	Radiación solar	RADIACION	6_NI__9205:ai1 cDAQ2Mod6/ai1-ai19	Diferencial	-10.00E+0 10.00E+0
4	Corriente de salida generador fotovoltaico DC	I_GFV_DC	6_NI__9205:ai5 cDAQ2Mod6/ai5-ai13	Diferencial	-10.00E+0 10.00E+0
5	Voltaje de salida generador fotovoltaico DC	V_GFV_DC	6_NI__9205:ai3 cDAQ2Mod6/ai3-ai11	Diferencial	-10.00E+0 10.00E+0

5.1.1 Adquisición de datos

El procedimiento es el siguiente el daqmx adquiere las señales según la configuración y orden preestablecido, se concatenan en serie las salidas de voltaje

En la primera version de adquisicion se guardaron todos los datos adquiridos, en la actual aplicación se puede activar el modo de guardar todos los datos o deseleccionar, esta funcion, basicamente si se guardan todos los datos la capacidad de almacenamiento llega a ser insuficiente en terminos de memoria del PC. Solo en caso de requerirse un análisis posterior de los datos se activaria esta opcion en la cual se tendria la totalidad de los valores instantaneos de las variables medidas. La figura 50 muestra la configuracion de habilitar el proceso de guardar todos los datos en formato pleno, actualmente solo se guardan los promedios, RMS y fallas detectadas.

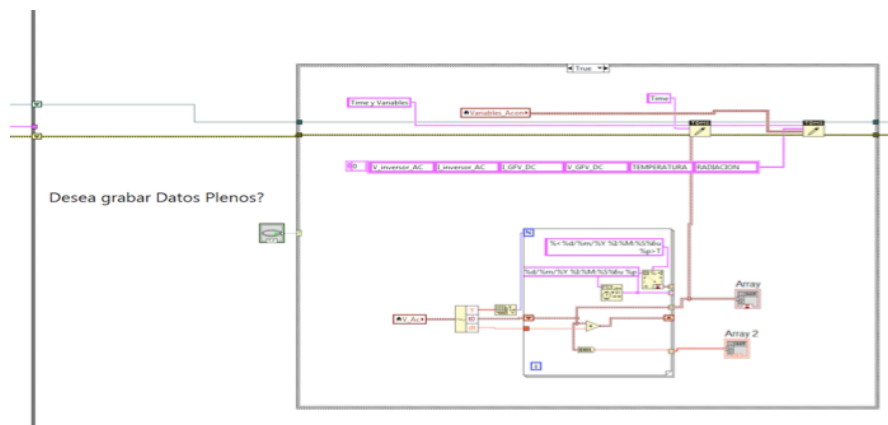


Figura 50: Selección de guardar todos los datos en Pleno.TDMS

5.1.3 Acondicionamiento de las seis señales

Cada variable adquirida es sometida a un proceso de acondicionamiento de señal por software, ya sea por que se acondiciono electronicamente por hardware o por que se requiere incorporar a un arreglo en el que la informacion este disponible en las unidades como voltios, Vatios, Amperios, W/m2 etc. La figura 51 presenta la configuracion final del Vi de acondicionamiento de las seis variables adquiridas, se guardan en unos array y en variables locales para posteriormente ser procesadas, en diferentes calculos matematicos, tales como promedios, RMS, graficas, etc...

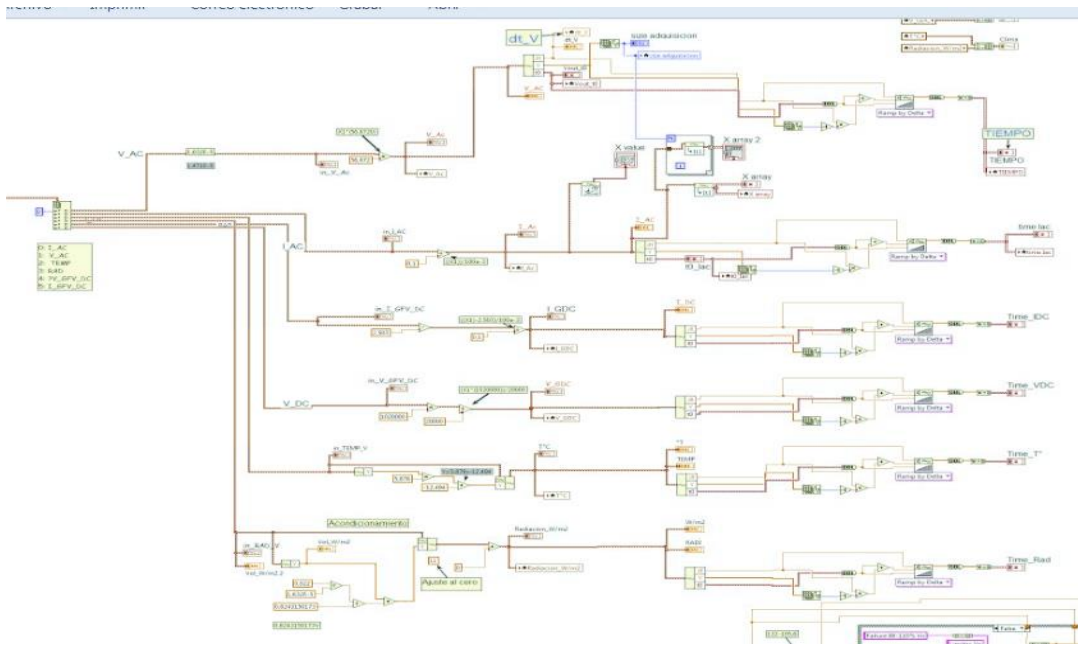


Figura 51:Etapa de Acondicionamiento de señales en el SFVIR

5.1.4 Valores RMS

En el esquema se muestra el registro de los valores almacenados en función de voltajes y corrientes RMS AC a la salida del Inversor, El valor de %THD(Distorcion Armonica Total) voltaje y corriente alterna, Potencia activa reactiva, aparente Factor de Potencia y Energia del SFVIR. En el capítulo de calidad de potencia se especifican los calculos realizados para obtener cada valor.

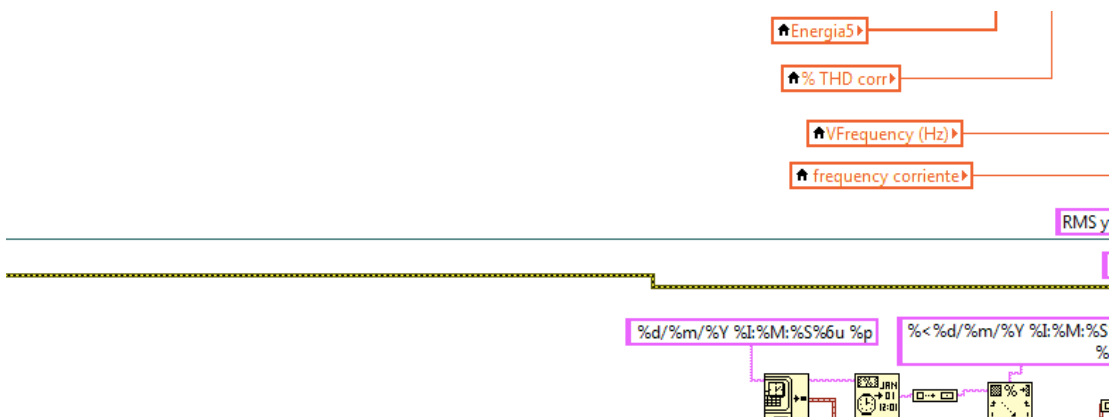


Figura 52: Registro en archivo TDMS valores RMS, Potencias ,THD

5.1.5 Calculo de los valores Promedio

Se estiman los valores promedio cada minuto, se configura el registro de cada variable con el correspondiente fecha y hora del calculo, estos valores son visualizados ciclicamente en una tabla.

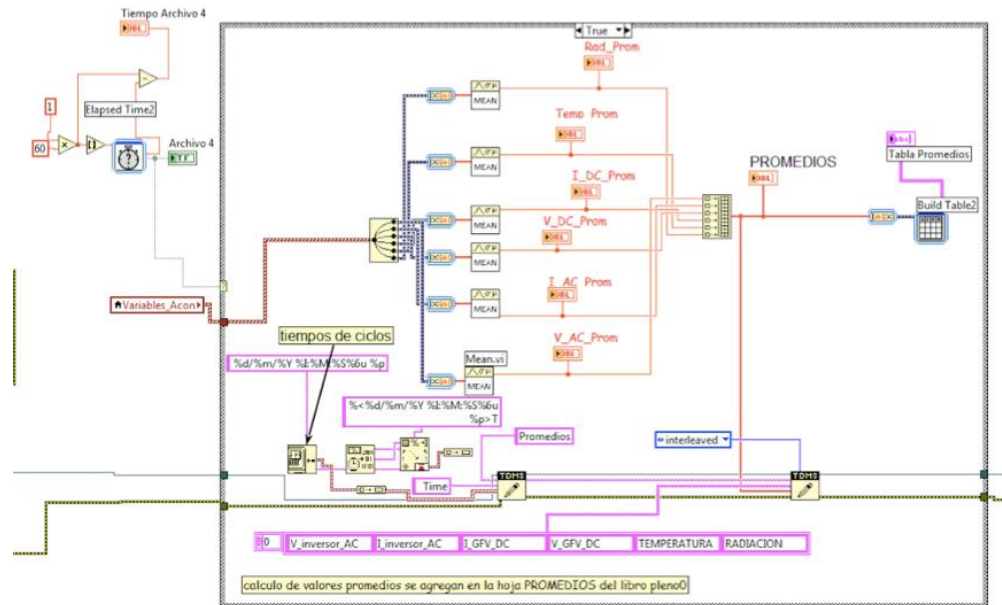


Figura 53: Calculo de valores Promedio en el SFVIR

5.1.6 Deteccion de valores fuera del rango de calidad de energia

Para la actual version del software se incorpora la deteccion de los valores fuera de rango según los parametros de calidad de energia, estos son registrados en archivos individuales cada dos horas, solo se registran en esta seleccion las fallas o evento que estan fuera del rango de los valores preestablecidos en la IEEE-929 2000.

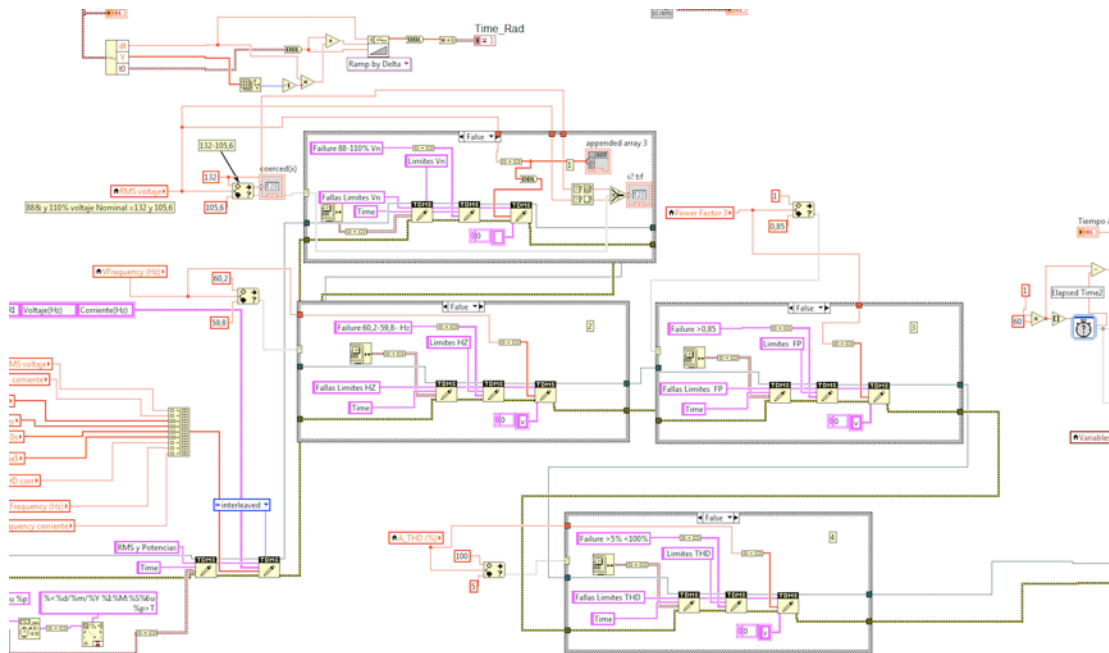


Figura 54: Sistema de registro de fallas

5.1.7 Ventanas de Panel frontal del SFIR

Vale la pena aclarar que la información detallada para el cálculo de los valores de los indicadores utilizados en el software corresponden a algunos modelos matemáticos de subVís que ya vienen incorporados en Labview, otros han sido calculados teniendo en cuenta las especificaciones de las normas IEEE 929 2000 de análisis de calidad de energía que se explican en el correspondiente capítulo. Por lo tanto se muestran a continuación solamente las pestañas como parte de la plataforma diseñada para la interacción hombre máquina.

5.1.8 Pestaña Instantaneos

La primera ventana INSTANTANEOS del software con la que interactúa el usuario visualiza en modo gráfico el valor y comportamiento de cada una de las señales monitoreadas, en orden superior a inferior aparecen las gráficas de Voltaje AC, Corriente AC, Corriente DC, Voltaje DC, Temperatura y Radiación. También se puede visualizar en esta ventana la pestaña llamada Climatológicos, inversor y generador, las cuales se puede ver el detalle en tiempo real de las variables asociadas por subgrupos, en la ventana Configuración se encuentra el nombre de los archivos que se encuentran en proceso de grabación y los valores de las columnas de tiempo.

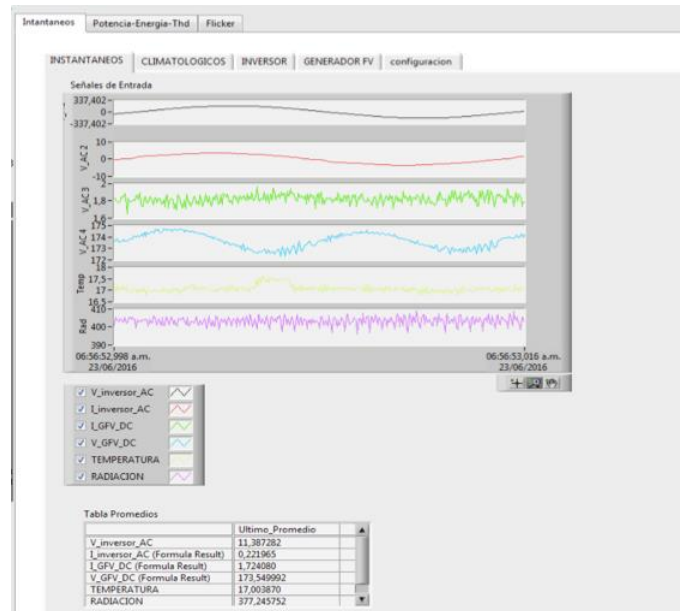


Figura 55: visualización valores instantáneos y últimos promedios

5.1.9 Pestaña Potencia-Energia-Thd

Se visualizan los valores instantaneos de potencia activa, reactiva y aparente, se grafica la señal de voltaje versus corriente, se indica el valor del Factor de potencia.

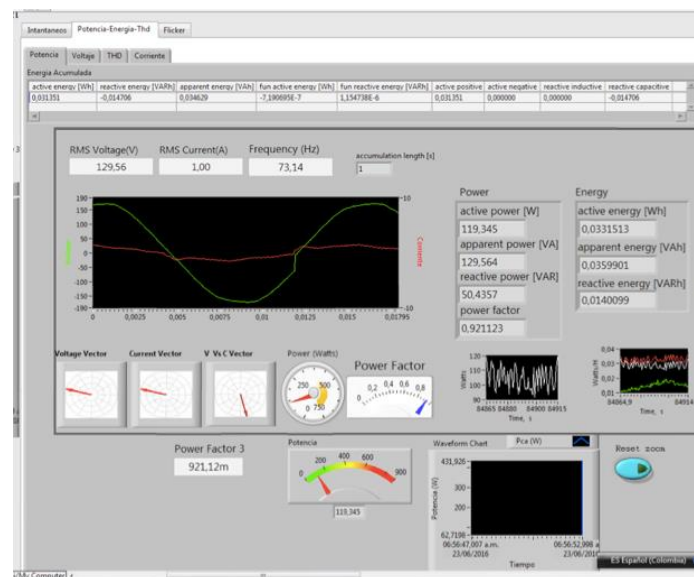


Figura 56: Ondas de voltaje y corriente, valores de potencias

5.1.9.1 Pestaña THD

En este modo se puede visualizar los componentes armónicos de las señales de voltaje y corriente AC a la salida del inversor. También se tiene acceso a los valores y aportes de los componentes armónicos.



Figura 57: Pestaña THD

5.1.10 Pestaña Flicker

Este modo esta en funcion del analisis y comportamiento del voltaje, se registran los valores de PST(Short Term Flicker Severity) y PLT (Long Term Flicker Severity, cada 10 minutos y cada dos horas respectivamente según la norma IEE 519-1992.

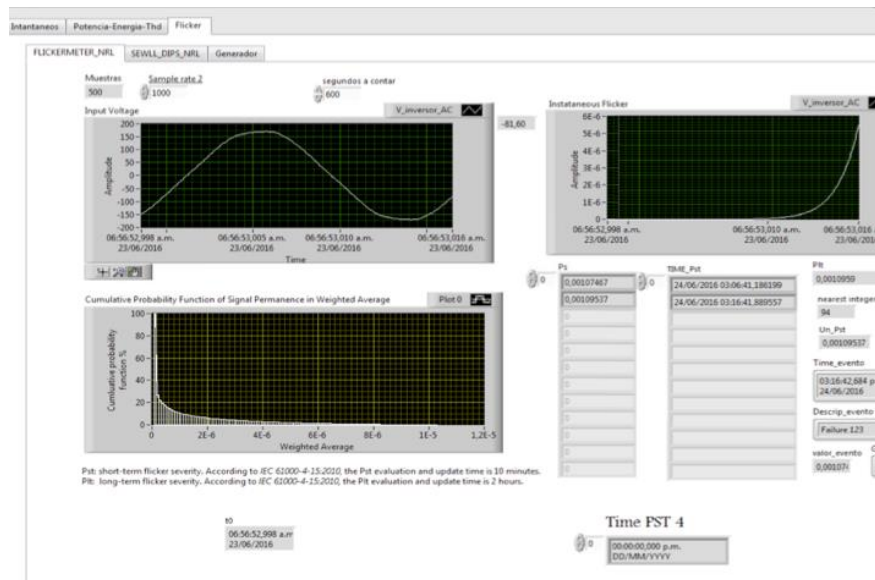


Figura 58: Pestaña Flicker

6 Desempeño

Caracterizar el desempeño de un SFVIR requiere adquirir las señales de Corriente, Tensión, Temperatura y Radiación. Posteriormente es necesario realizar el procesamiento de los mismos, para así proceder al análisis de la calidad de la potencia eléctrica, de la eficiencia del sistema fotovoltaico y una evaluación de las condiciones ambientales.

Desempeño = Calidad de Potencia + Eficiencia del sistema + Condiciones ambientales presentes

Cada uno de los tres aspectos para hallar la eficiencia se abordara a continuación.

6.1 Conceptos de Calidad potencia

El termino Calidad de la Energía Eléctrica ó PQ (Power Quality) Tiene varias definiciones, Hace referencia tanto a la calidad de las señales de tensión y corriente, como a la continuidad o confiabilidad del servicio de energía eléctrica. (Eléctrica), a nivel internacional por parte de IEEE(Institute of Electrical and Electronics Engineers), segun la norma IEEE 1159 de 1995: "El término se refiere a una amplia variedad de fenómenos electromagnéticos que caracterizan la tensión y la corriente eléctricas, en un tiempo dado y en una ubicación dada en el sistema de potencia". (1159)[3]. [3] IEEE 1159, "Guide For Recorder and Data Acquisition Requirements For Characterization of Power Quality Events". Para la

IEC (International Electrotechnical Commission) en la norma IEC (61000-2-2/4) se encuentra definida como "Una característica física del suministro de electricidad, la cual debe llegar al cliente en condiciones normales, sin producir perturbaciones ni interrupciones en los procesos del mismo". (61000-2-2/4); a nivel nacional la CREG (La Comisión de Regulación de Energía y Gas) en la resolución 070/1998, numeral 6.2 define el termino como "La calidad de la potencia suministrada es: la calidad de la potencia entregada por un operador de red, se relaciona con las desviaciones de los valores especificados para las variables de tensión y la forma de las ondas de tensión y corriente. (Daniel & Diego, 2011), en el caso de la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética), "La calidad de la energía eléctrica puede definirse como una ausencia de interrupciones, sobre tensiones y deformaciones producidas por armónicas en la red y

variaciones de voltaje RMS suministrado al usuario; esto referido a la estabilidad del voltaje, la frecuencia y la continuidad del servicio eléctrico”. (UPME)

En todo caso uno de los fenómenos que produce una disminución de la calidad es la presencia de componentes armónicos en la corriente, producidos por cargas no lineales, estas cargas no lineales más comunes son las computadoras personales (PC's), las lámparas fluorescentes de bajo consumo (LFC's) y las LED's, los variadores de velocidad y todos aquellos dispositivos que incluyan componentes electrónicos en su diseño.

6.1.1 Calidad de potencia en Sistemas Interconectados a la Red

El estándar IEEE 929-2000 define los requerimientos técnicos de interconexión de sistemas fotovoltaicos a la red, este estándar expone explícitamente los parámetros de la calidad de la potencia interconectada en paralelo a la red eléctrica que se deben cumplir de acuerdo a los límites establecidos en dicha norma, estos parámetros de calidad de potencia son:

- Porcentaje total de distorsión Armónica.
- Componentes Armónicos.
- Frecuencias.
- Tensión del sistema.
- Flicker y Factor de Potencia. [84]

Los límites de los parámetros de calidad de potencia exigidos por este estándar IEEE 929-2000 se muestran en la Tabla.

Tabla 20

Límites permitidos de calidad potencia según el estándar IEEE 929-2000

Parametros de Calidad de Potencia	Límite De Variacion
Rango de Operación Normal de voltaje	88%-110% del Vn en el PCC
Frecuencia	59.8 Hz-60.2 Hz
Factor de Potencia	< 0.85%
Flicker de Voltaje	Según estandar IEEE 519-1992
%THD	< 5%

6.1.2 Perturbaciones Calidad de Potencia

Las perturbaciones son identificadas como afectaciones de la calidad de la onda de voltaje, y se clasifican en:





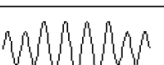
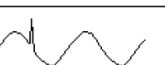

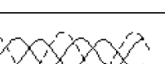

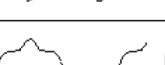




	Variación de frecuencia		Bajo voltaje
	Abatimiento temporal de voltaje		Transitorio oscilatorio
	Elevación temporal de voltaje		Transitorio impulso
	Flicker		Desbalance
	Huecos		Distorsión armónica
	Interrupción de corta duración		Distorsión interarmónica
	Sobre voltaje		Ruido

Fig. 2.1. Perturbaciones que afectan la calidad de la onda de voltaje y que se deben medir.

Figura 59 Perturbaciones que afectan la calidad de la onda de voltaje(Canedi, 2006)

En este caso para el SFVIR, se han identificado las perturbaciones de variaciones de frecuencia, Flicker, Bajo voltaje y sobre voltajes.

6.1.2.1 Distorsión Armónica Total (THD)

Los armónicos son tensiones o corrientes sinusoidales que poseen frecuencias que son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental a la cual el sistema está diseñado para operar. La distorsión armónica se origina debido a las características no lineales de los equipos y cargas de un sistema de potencia [12] se presentan cuando aparecen otras formas de onda de diferentes frecuencias. [90]

Es una medida cuantitativa de que tanta distorsión tiene una señal con respecto al armónico fundamental, es la distorsión armónica total (THD). Para calcular el THD de la corriente y el voltaje se utilizan las ecuaciones:

$$THD = \frac{\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + I_4^2 + I_n^2}}{I_1} * 100\% \quad (185)$$

$$THD = \frac{\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + V_4^2 + V_n^2}}{V_1} * 100\% \quad (186)$$

Donde:

I_n , V_n = Es la magnitud de la n-ésima armónica de la señal de corriente y voltaje para el software $n=15$.

I_1 , V_1 = Es el componente fundamental de la señal de corriente y voltaje para señales eléctricas es de 60Hz.

En sistemas eléctricos cuando se representa la cantidad de distorsión armónica en una señal de corriente o voltaje, se muestra como un porcentaje del armónico fundamental en una gráfica de barras.

Cuando se conoce el valor Eficaz total:

$$THD_1 = \sqrt{\frac{I_{rms}}{I_1} - 1} * 100\% \quad (187)$$

Para armónicos individuales :

$$IHD_n = \frac{V_n}{V_1} * 100 \quad (188)$$

Tabla 21

Limites de distorsión Armonica en %Vn RODRIGEZ CHOGLLO (pág. 17)

Nivel de tensión de la acometida (Vn)	Distorsión Armónica Individual	Distorsión Armónica total THD Vn
Vn< 69 Kv	3.0%	5.0%
69 Kv < Vn<161 Kv	1.5%	2.5%
Vn>161 Kv	1.0%	1.5%

La salida del inversor debe tener bajos niveles de distorsión armónica para asegurar que no existan efectos adversos sobre otros equipos conectados a la red eléctrica. La distorsión armónica total debe ser menor al 5% de la frecuencia de la fundamental en relación con la salida del inversor. Cada armónico individual, debe estar limitado a los porcentajes listados en la siguiente tabla.

Tabla 22 Porcentajes de componentes armónicos

Armónico Impar	Límite De Distorsión
3-9	< 4.0%
11-15	< 2.0%
17-21	< 1.5%
23-33	< 0.6%
Mayor al 33	< 0.3%

6.2 Factor de Potencia

El factor de potencia es un indicador de la eficiencia con la que se esta aprovechando la energía suministrada y se puede expresar como la relación entre la potencia activa P y la potencia aparente S.

$$FP = \frac{P}{S} \quad (189)$$

En el área eléctrica, el factor de potencia es frecuentemente confundido con el Coseno phi ($\cos \phi$), cuya definición es:

$$\cos \phi = \frac{P_1}{S_1} \quad (190)$$

P_1 = Potencia activa del fundamental.

S_1 = Potencia aparente del fundamental.

Por tanto, el “ $\cos \phi$ ” se refiere únicamente a la frecuencia fundamental, y, en presencia de armónicos, es diferente del factor de potencia fp. [84]

El factor de potencia puede ser adelantado o atrasado y se refiere a la fase de la corriente respecto al voltaje, para cargas inductivas el FP será atrasado y para capacitivas adelantado.

6.3 Lineamientos de la IEC61000-4-30 para la detección de eventos

La IEC61000-4-30 indica la resolución tanto temporal como de amplitud para la detección e indicación de los eventos de variación del RMS.

El contenido de la medición de RMS debe considerar además de la componente fundamental todo el espectro frecuencial que incluye armónicos, inter armónicos y eventos transitorios hasta el orden 50o, es decir, el valor RMS contiene un ancho de banda mínimo de 2500Hz y 3000Hz para 50Hz y 60Hz respectivamente.

La incertidumbre exigida por la norma para la indicación de amplitud del evento es mayor que la requerida para mediciones RMS del intervalo de agregación de por ejemplo 10 minutos. El error para los instrumentos Clase A es el siguiente: [90]

$$\Delta V\% = \pm 0.2\% V_n \quad (191).$$

6.4 Flicker

El flicker es el fenómeno de variación de la intensidad del flujo luminoso que afecta a la visión humana generado por fluctuaciones (modulaciones) en la tensión de red. Es un problema de percepción visual, puesto que el fenómeno depende principalmente de las personas que lo observan.

La molestia causada en la visión provoca cansancio prematuro en la vista e irritabilidad en las pupilas por estar en continua dilatación y contracción ajustándose al nivel de iluminación, especialmente cuando un lector recorre el texto de un libro. [82]

Estadísticamente se demostró que el ojo humano es muy sensible al parpadeo consiguiéndose la máxima irritabilidad a frecuencias de 8,8Hz con un umbral de modulación de 0,25% de tensión (intensidad luminosa). El rango de mayor sensibilidad va desde los 6 a 10Hz, tanto que para frecuencias inferiores y superiores el efecto es progresivamente menor.

Las frecuencias consideradas como flicker dependen de la tensión y frecuencia nominal de red para 60Hz es de 0,05 Hz hasta 42 Hz a 120 V.

El flicker puede clasificarse según su naturaleza, en dos categorías: sistemático o periódico y aleatorio o no periódico, pudiendo manifestarse simultáneamente.

El flicker periódico puede ser consecuencia de cargas ó servicios repetitivos como ser compresores, soldadoras de punto y de arco, en cambio, el flicker no periódico es provocado por la eventual conexión de grandes cargas. Ambos tipos de flicker

pueden presentarse simultáneamente en presencia de cargas tales como hornos y soldadoras de arco. [82]

Un medidor de Flicker se expone a parpadeos de naturaleza secuencial (periódica) e individual (aleatoria). La medición de esta variable es en unidades de perceptibilidad. La evaluación estadística entrega unos indicadores del nivel de severidad del parpadeo conocidos como PST y PLT, que corresponden a una ventana temporal de 10 minutos y 2 horas respectivamente. Los umbrales de percepción unitaria y PST unitario, corresponden a dos familias de amplitudes y frecuencias de modulación, tales que el primero permitirá evaluar el diseño de los filtros que reproducen el efecto fisiológico y el segundo el análisis estadístico del equipo. Los umbrales mencionados de perceptibilidad unitaria a su vez se distinguen por frecuencia y tensión nominal de la red, siendo ésta última la magnitud de selección de curvas para la aplicación en distintas redes. [82]

6.4.1 PST y PLT

En la cadena de procesamiento de información para medir PST se distinguen cinco bloques de análisis, que pueden agruparse en tres etapas. La primera corresponde a la adaptación de señal, que es una normalización de la envolvente de la señal según un RMS de larga duración. En la segunda etapa interviene una cadena de filtros que emulan las propiedades del filamento de una lámpara incandescente y el proceso fisiológico sensorial, conocido como cadena de efectos lámpara – ojos – cerebro (lamp-eye-brain). La información saliente es el flicker instantáneo en unidades de perceptibilidad. La tercera etapa corresponde al análisis estadístico del flicker instantáneo durante 10 minutos, para entregar el indicador PST y luego PLT. [82]

7 Rendimiento del Sistema

Para la NTC 4405 la eficiencia de sistemas fotovoltaicos y sus componentes se expresa como la relación entre la energía útil que proporciona el sistema Fotovoltaico y la radiación solar incidente en el generador fotovoltaico.

Para el cálculo de la energía diaria a partir de los valores de la potencia se usa la siguiente expresión:[89]

$$E = \int_{\text{Día}} P(t) dt \quad (192)$$

$$E = \sum_{j=1}^N P_j \Delta t \quad (193)$$

Donde E es la energía expresada en Wh, es la potencia en W, P_j son los valores de potencia tomados en intervalos de una hora, N=24 valores y Δt=1 hora.(Aguilar, Perez, De, Casa, & Rus, n.d.).

“Los SFVCR, por el hecho de ser sistemas generadores de energía descentralizada, parten de situaciones netamente diferenciadas en lo que a recurso energético (Irradiancia solar) se refiere. Así, la comparación de distintos sistemas exige independizar su comportamiento de las condiciones medioambientales y, por tanto, estar basada en los llamados parámetros característicos del sistema. Estos parámetros que han sido establecidos por el programa de Sistemas Fotovoltaicos de Potencia de la Agencia Internacional de Energía (IEA), están descritos en el estándar IEC 61724 , han sido adoptados por la comunidad científica internacional y son generalmente reportados en periodos mensuales y/o anuales. Los tres más importantes son”: [84]

- Productividad Final (Final Field YF), definida como la energía útil producida por el sistema en un cierto periodo de tiempo (EFV,) dividida por la potencia nominal D.C. instalada del generador (P_{nom}):

$$Y = EFV / P_{nom} \quad (194)$$

“Este parámetro normaliza la energía producida con respecto al tamaño del sistema. Además de la fácil determinación, utilizar la potencia D.C. ofrece ventajas como comparar sistemas de diferente tamaño, de cualquier potencia A.C., con condiciones ambientales diferentes a las estándar o con diferentes ambientes de montajes de módulos. Por ejemplo, si el rendimiento se midiera con respecto a la potencia A.C., dos sistemas

podrían tener el mismo YF, pero tener diferencias significativas en las eficiencias de inversión o en pérdidas en otros mecanismos”. [84]

“• Productividad de Referencia, (Reference Yield YR), definida como el cociente entre la Irradiancia solar incidente sobre el generador a lo largo de un periodo de tiempo (Ginc,) y la Irradiancia en condiciones estándar (ISTC = 1kW/m2)”. [84]

$$YR = Ginc/ISTC \quad (195)$$

“Rendimiento Global del sistema, (Performance Ratio PR), que relaciona la energía útil generada por el sistema con aquella teóricamente disponible. Parámetro independiente del tamaño (potencia) de la instalación, y en buena medida también de su emplazamiento (se ve afectado por la evolución de la temperatura ambiente). Permite comparar el comportamiento de diferentes sistemas, en lo que respecta a aprovechamiento del recurso solar disponible”: [84]

$$PR = YF/YR \quad (196)$$

Este parámetro adimensional cuantifica el efecto general de las pérdidas en cuanto a la eficiencia del inversor, el cableado, uniones, desajustes, sombreado, fallas en componentes, degradación, etc. [84]

“El PR es un parámetro que por sí solo no representa una cantidad de energía producida, debido a que un sistema con bajo PR en un lugar de alta Irradiancia podría producir más energía que un sistema con alto PR en un lugar de baja Irradiancia solar. Por otra parte, el PR es útil para identificar la existencia de problemas, pero no la causa”. [84]

En la tabla 23 se muestra el comportamiento del SFVCR con respecto a los parámetros YF, YR. Y PR.

Tabla 23 Rendimiento del Sistema Fotovoltaico

Día	YF	YR	PR
1	2,378753609	0,002378754	0,749293467
2	3,308940325	0,00330894	0,67997679
3	2,780847766	0,002780848	0,665661309
4	2,361949377	0,002361949	0,658786204
5	2,650694539	0,002650695	0,672430457
6	3,009396262	0,003009396	0,677703886
7	1,496554837	0,001496555	0,525319253
8	1,669434713	0,001669435	0,617303179
9	1,752042678	0,001752043	0,573688439
10	1,772935869	0,001772936	0,587663439

11	1,774886932	0,001774887	0,591455735
12	2,405987076	0,002405987	0,757036444
13	1,784380861	0,001784381	0,585575572
14	1,789981288	0,001789981	0,583060439
15	1,791865211	0,001791865	0,583406776
16	1,79579032	0,00179579	0,57937323
17	1,794708434	0,001794708	0,584134548
18	2,927697307	0,002927697	0,694551577
19	2,606178697	0,002606179	0,712505796
20	2,750700863	0,002750701	0,685589157
21	2,648710202	0,00264871	0,716240557
22	2,42360485	0,002423605	0,703235788
23	2,509098228	0,002509098	0,701538397
24	2,367953077	0,002367953	0,705242531
25	3,030622746	0,003030623	0,676328235
26	3,114563857	0,003114564	0,689343777
27	3,34297391	0,003342974	0,675935462

El valor de mínima rendimiento corresponde al día 7 con el 0,52 el 75% de los datos da un PR mayor a 0.7.

A continuación se presenta la figura 60 , con el comportamiento de la Irradiancia solar durante el intervalo del análisis.

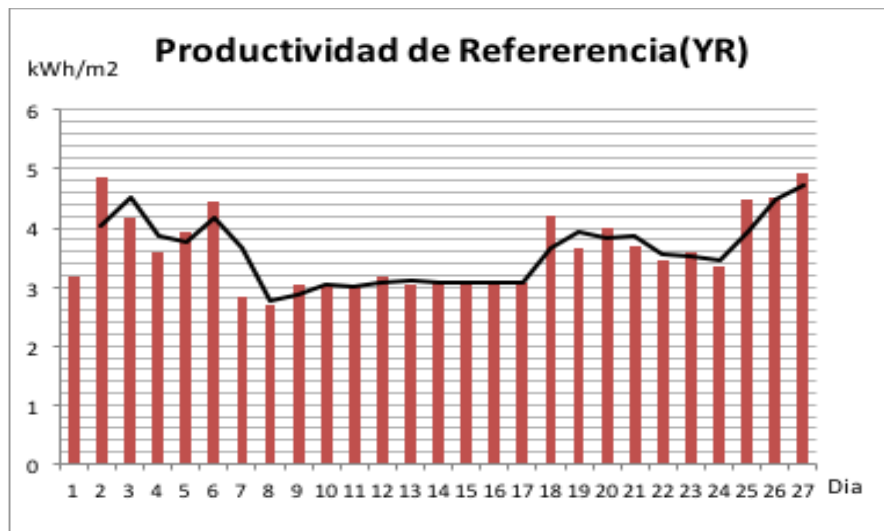


Figura 60: irradiancia solar incidente sobre el generador FV Comportamiento de YR

A continuación se presenta la figura 61, con el comportamiento del parámetro YF diario registrado durante el intervalo del análisis.

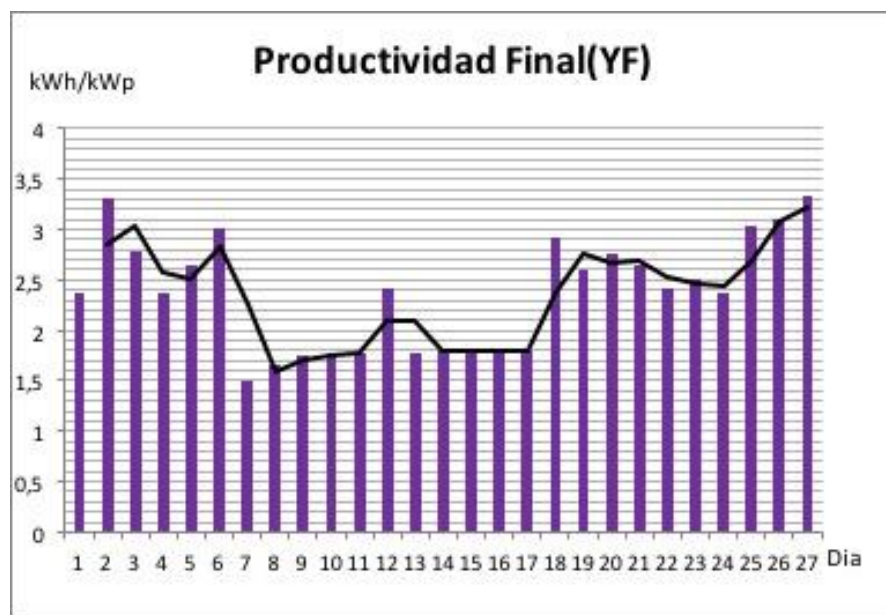


Figura 61: Comportamiento de YF

A continuación se presenta la figura 62 , con la energía diaria registra durante el intervalo del análisis.

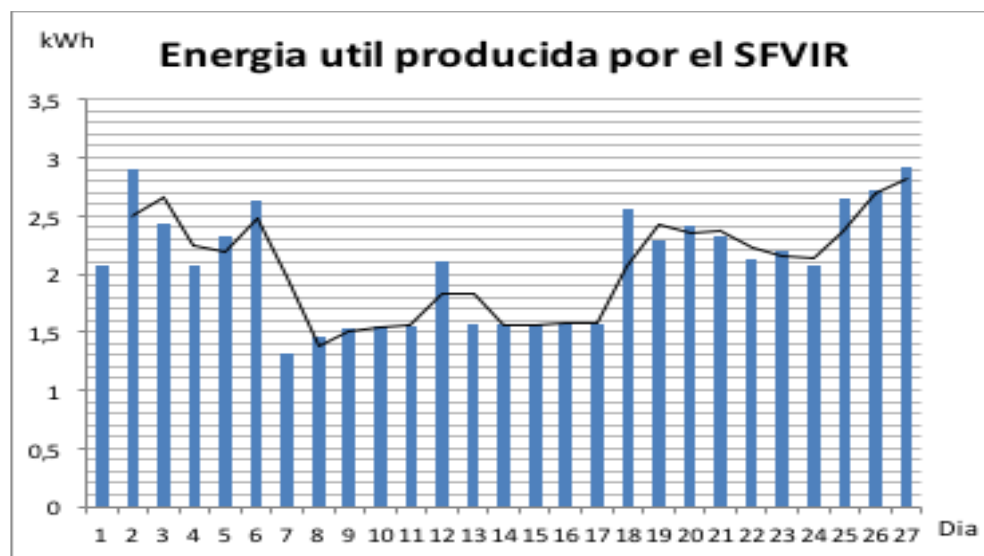


Figura 62: Energía Diaria

La figura 63 presenta el comportamiento del rendimiento global del sistema PR, en el cual el valor promedio general obtenido es de 0,65, pero el 75% de los datos se encuentran con un rendimiento diario mayor al 0.7 lo que indica que tiene un rendimiento satisfactorio. Sin embargo es necesario evaluar nuevamente estos parametros para intervalos mayores de tiempo ya sea meses e idealmente años.

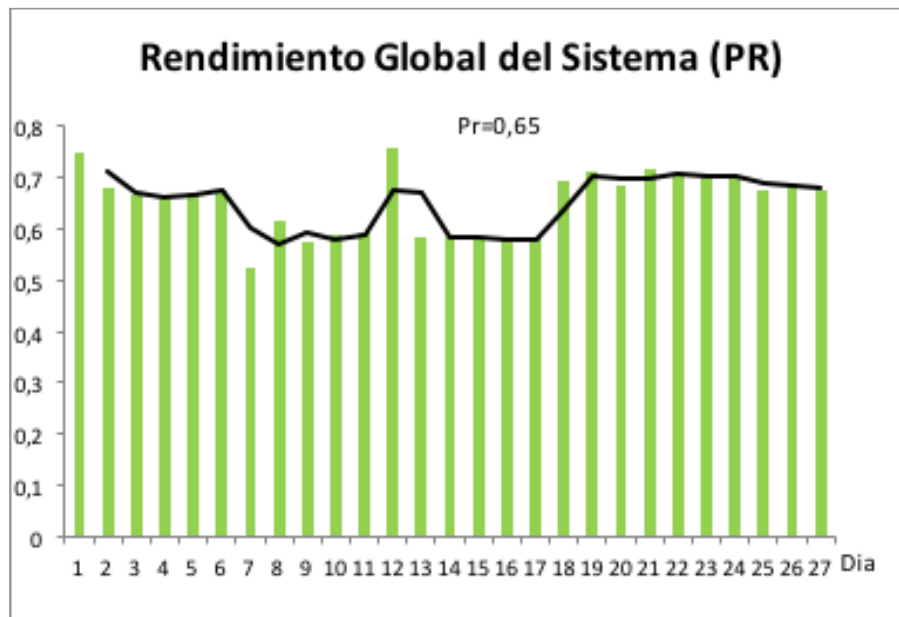


Figura 63: Comportamiento de PR

Información reportada en el Inversor

Se adquirió la tarjeta de comunicación con el inversor Sunny boy 700U la cual con la incorporación de una interface Rs485-Rs232 permite la visualización en el computador de los datos que la LCD del instrumento. Hasta el momento la E-total generada por el sistema son 1400 kWh, en 6771 horas y CO2 salvado 2370 lbs.



Figura 64: Tarjeta de comunicacion RS485-Sunny Boy 700u

El Inversor Sunny Boy, presenta periodicamente los datos registrados, estos con la ayuda de la interface de comunicación se pueden visualizar en el aplicativo DHS(Digital home server xplsSMA), el cual representa otra alternativa para tener información confiable y certera del funcionamiento general del Inversor. La figura 65 presenta modelo de la información que se puede visualizar.

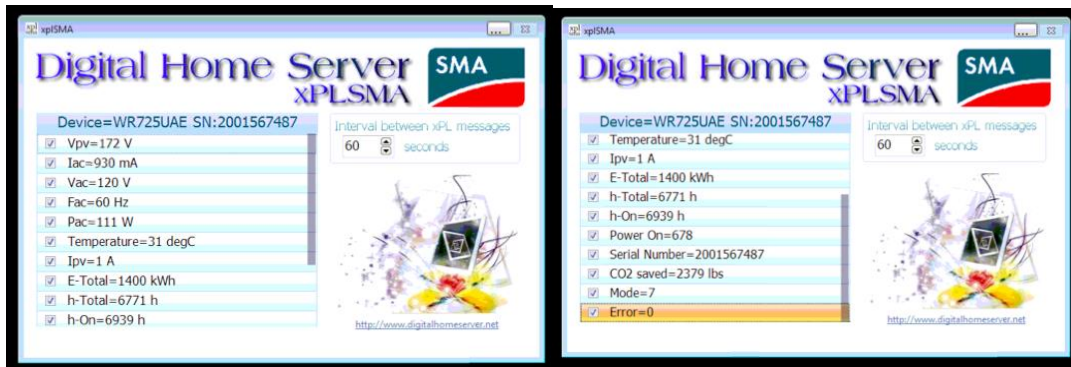


Figura 65: Datos Digital Home Server SMA

Según los datos a la fecha el inversor ha funcionado durante 6771 horas, y ha generado 1400 kWh, por lo tanto se estima una generación promedio día, de la siguiente manera.

$$E(kWh-dia)=1400/(6771/12) \quad (197)$$

$$E=2,48 (kWh-dia) \quad (198)$$

La figura 66 muestra la correlación entre la generación de la potencia en Ac del sistema , con el voltaje medido durante el mismo intervalo de un día, en el cual debido a las variaciones climáticas, y al paso intermitente de nubes, varia su magnitud en voltios, que se encuentra alrededor de 40V y se identifica en la línea de color azul. Las condiciones más favorables y constantes para producción del sistema para este día se encuentran en el intervalo de las 10 am y las 2 pm. El comportamiento registrado corresponde al desempeño estándar de los Sistemas solares Fotovoltaicos. En el eje de las x se encuentra la hora del día, identificado en la grafica con azul y magnitud en el eje de la derecha el voltaje del GFV, la línea roja representa el comportamiento de la potencia en vatios obtenida para el 11 de julio.

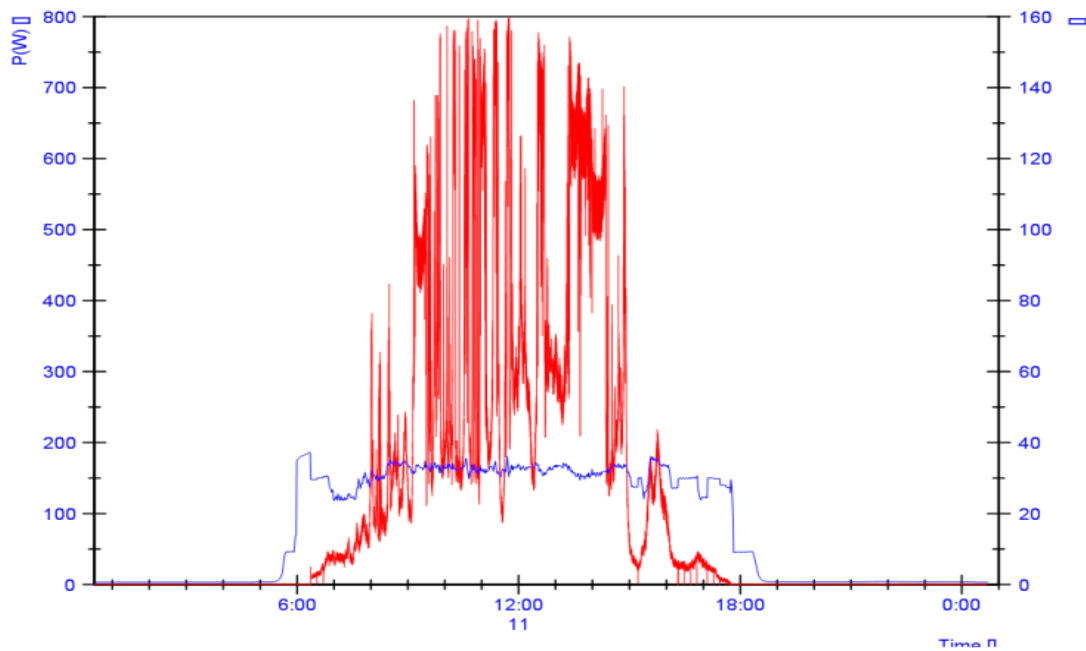


Figura 66: Potencia Alterna versus Voltaje Dc durante el 11 de julio

La figura 67 muestra la correlación entre la potencia generada y la radiación solar registrada para un el 11 de julio, la irradiación varía cuando hay intermitencia como es de esperarse, la potencia se afecta directamente, en las primeras horas de la mañana y en la tarde cuando la irradiación es menor la potencia se ve disminuida, también se afecta la corriente generada ya que la potencia y la corriente son directamente proporcionales a la irradiación. En el eje de las x se encuentra la hora del día, identificado en la grafica con rojo y en el eje de la derecha corresponde a la potencia en vatios obtenida , la línea verde representa el comportamiento de la radiación solar durante el 11 de julio.

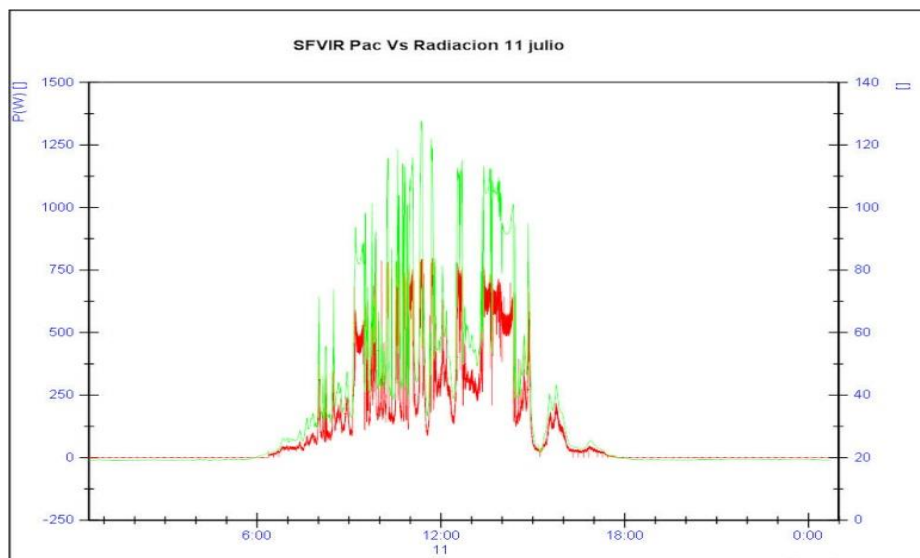


Figura 67: Pac Versus Radiación julio 11

La figura 68 evidencia el comportamiento de la radiación versus la potencia generada por el sistema solar, se presenta una relación proporcional y en definitiva refleja la eficiencia y estabilidad del comportamiento del sistema en unas condiciones de carga no lineales, cuya corriente tiene formas de onda diferentes a las sinusoidales. La potencia máxima obtenida durante el periodo de análisis fue de 864,24 W

Este tipo de Sistemas Solares fotovoltaicos para Bogotá representan una opción viable y optimista en el uso de este tipo de tecnologías implementadas en las edificaciones.

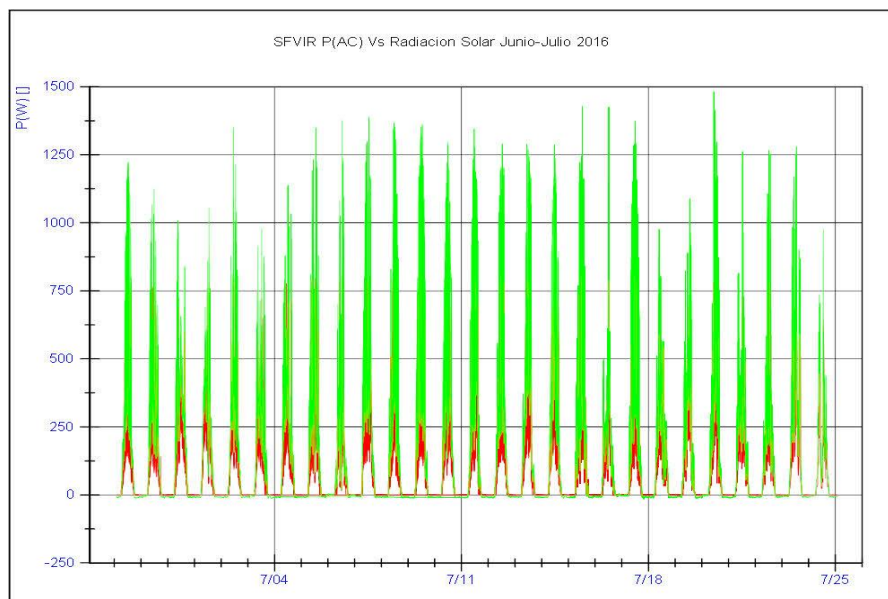
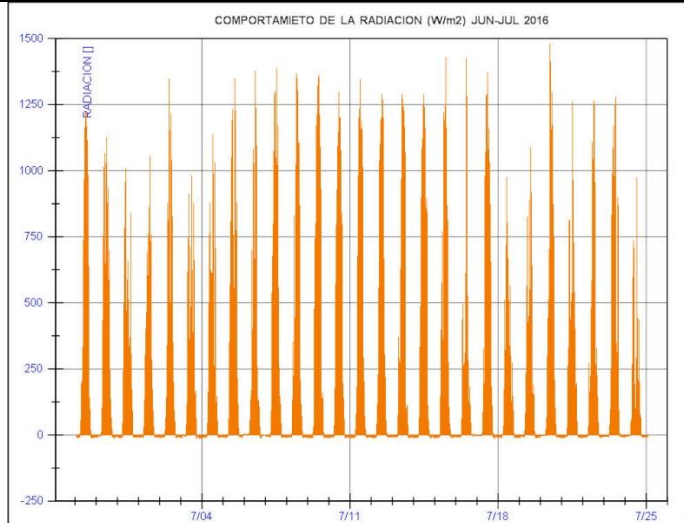
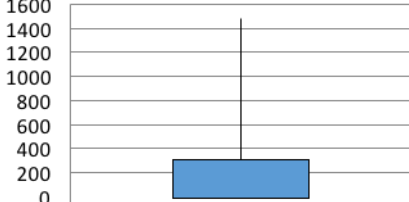
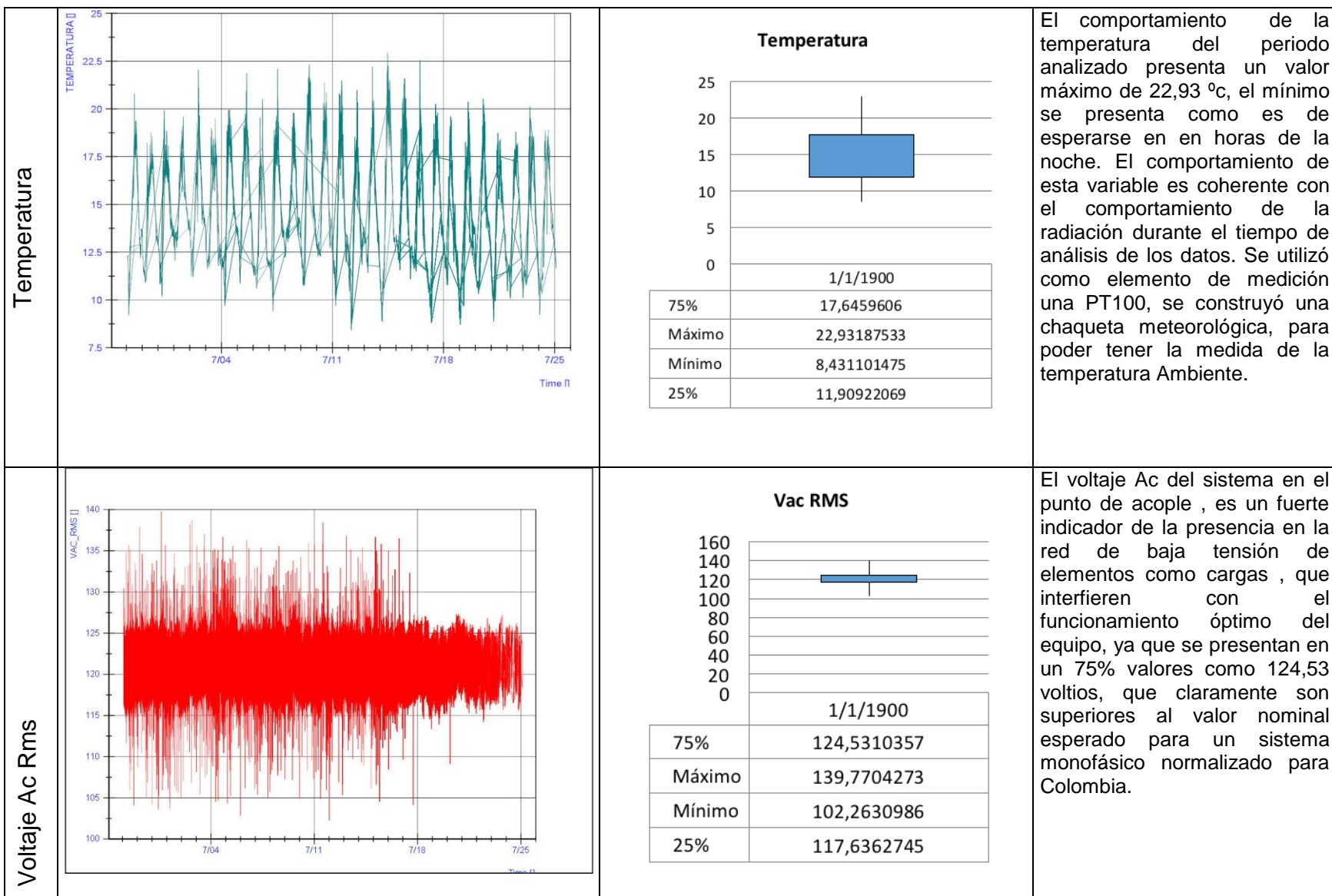


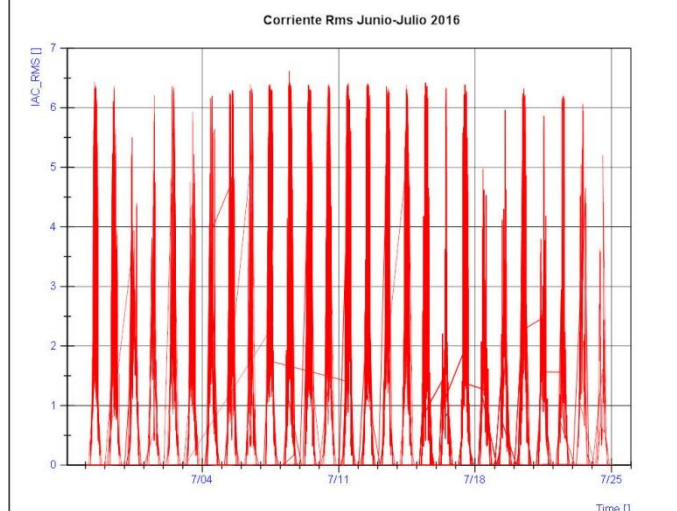
Figura 68 :comportamieno Pac Vs Radiación en Intervalo 27 dias

7.1 Análisis Estadístico del Sistema Fotovoltaico

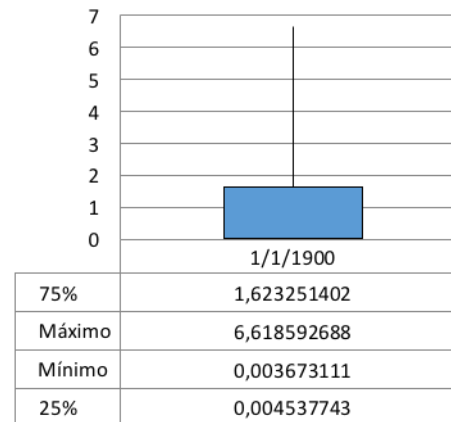
	Grafica	Valores Estadísticos	Análisis								
Radiación	<div><p>COMPORTAMIEO DE LA RADIACION (W/m2) JUN-JUL 2016</p></div>	<div><p>Radiación</p><table><tr><td>75%</td><td>306,4967087</td></tr><tr><td>Máximo</td><td>1481,173695</td></tr><tr><td>Mínimo</td><td>-14,83277438</td></tr><tr><td>25%</td><td>-8,529126071</td></tr></table></div>	75%	306,4967087	Máximo	1481,173695	Mínimo	-14,83277438	25%	-8,529126071	<p>En los datos obtenidos de la radiación , se obtuvo un máximo de 1481, es un valor que excede la constante solar, lo cual indica que es necesario realizar ajustes en el método de medición, inicialmente se están sacando los valores promedio cada minuto, los valores negativos corresponden a una corrección que se debe realizar para iniciar en cero. Generalmente en estaciones meteorológicas según el IDEAM para el cálculo de este dato se evalúan los datos promedios cada diez minutos.</p>
75%	306,4967087										
Máximo	1481,173695										
Mínimo	-14,83277438										
25%	-8,529126071										



Corriente Ac Rms

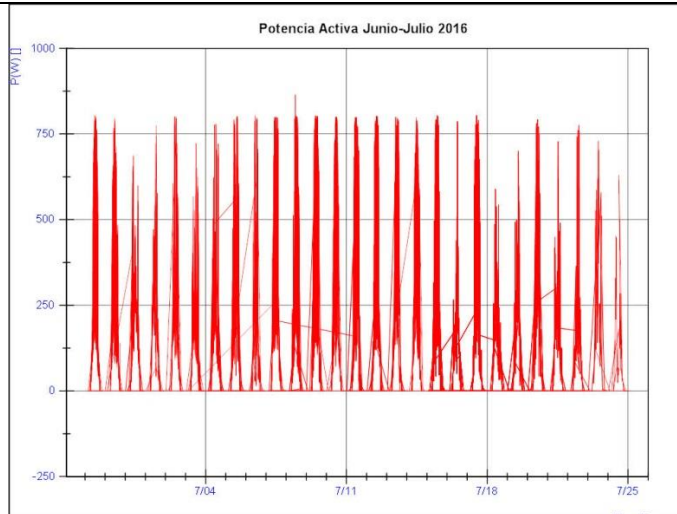


Iac RMS

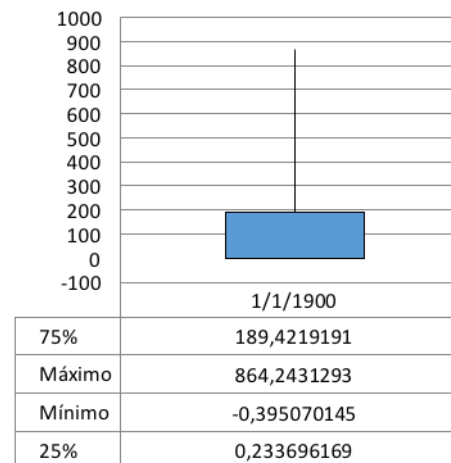


El comportamiento de la corriente a la salida del inversor , presenta un valor máximo de 6,618 A, un valor considerable, teniendo en cuentas las condiciones atmosféricas de Bogotá, si se tiene en cuenta que la mayoría de los valores de corriente están en el orden de 1,65 amperios se puede estimar la carga que se podría alimentar , para una unidad de vivienda, por ejemplo en el caso de implementar iluminación de bajo consumo energético.

Potencia Activa

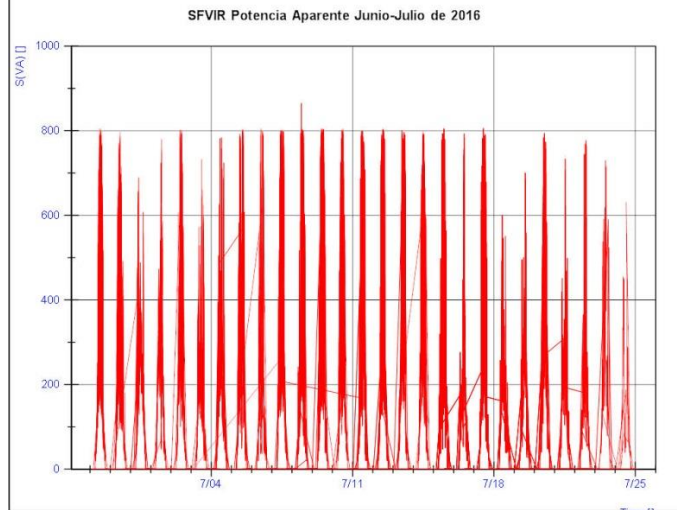


P (W)

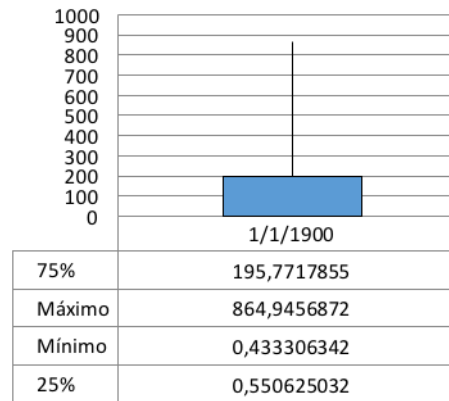


Teniendo en cuenta que la mayoría de los datos están por el orden de 189,421 W al día, se puede proyectar el diseño e implementación de sistemas solares Fotovoltaicos que se auto abastezcan su potencia en el día, y se puede llegar a complementar con otro tipo de tecnología renovable que permita suplir la demanda en la noche, sin embargo se contaría con un sistema confiable durante 12 de las 24 horas del día.

Potencia Aparente

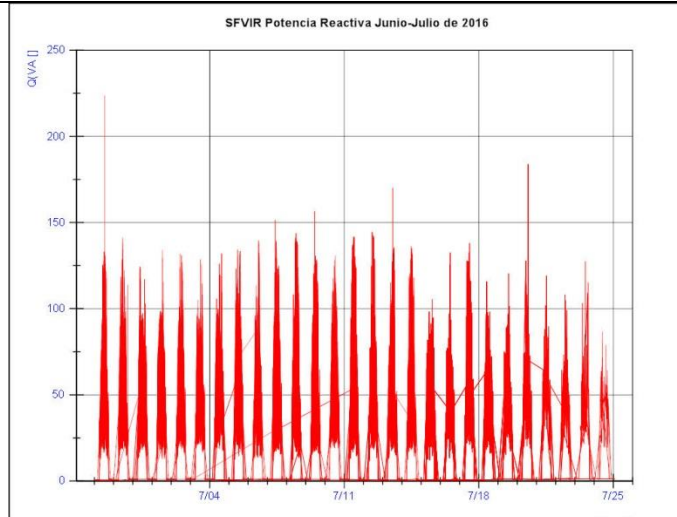


S (VA)

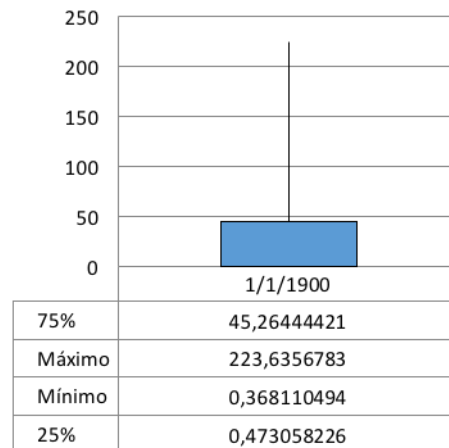


La potencia aparente refleja la potencia útil generada por el sistema es decir la que efectivamente es utilizada en la red , la mayoría de los datos están por el orden de los 195,7 VA, y está relacionada directamente con la irradiación solar que llega al sistema.

Potencia Reactiva

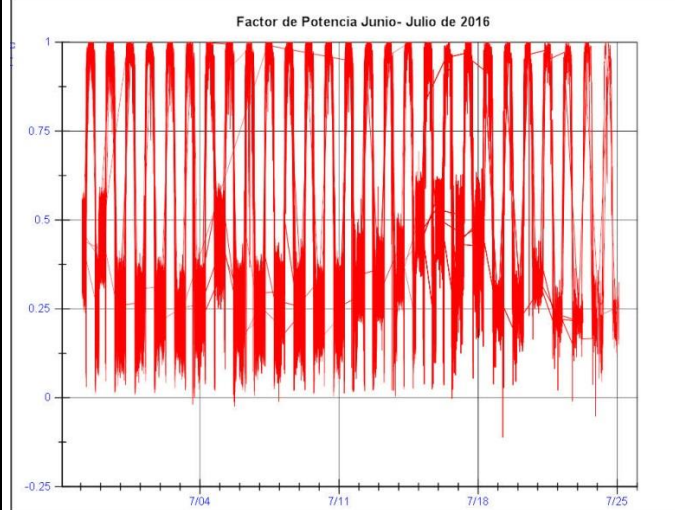


Q (VAR)

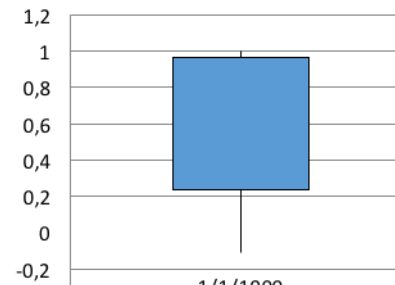


Es necesario mencionar que la carga conectada al sistema SFVIR, está conformada por dos equipos de cómputo y varias fuentes que alimentan los circuitos electrónicos, lo cual es necesario tener en cuenta para el análisis de las potencias, ya que característicamente son equipos que afectan la calidad de la energía.

FP



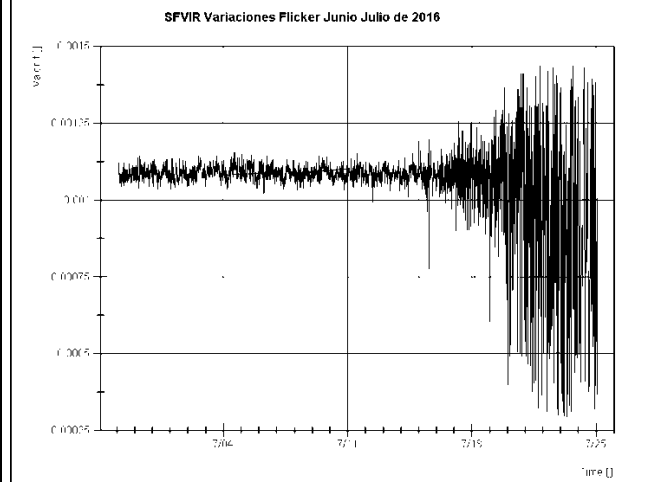
FP



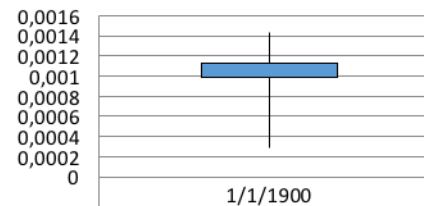
	1/1/1900
75%	0,96282975
Máximo	0,999377603
Mínimo	-0,111285248
25%	0,235103155

La mayoría de los datos durante el periodo de análisis tiene un factor de potencia de 0,95 lo cual cumple con los parámetros exigidos por la norma, sin embargo en un futuro se puede pensar en implementar un sistema o circuito que compense teniendo en cuentas las cargas no lineales y el comportamiento de las potencias activas reactivas y aparente del sistema SFVIR.

Flicker



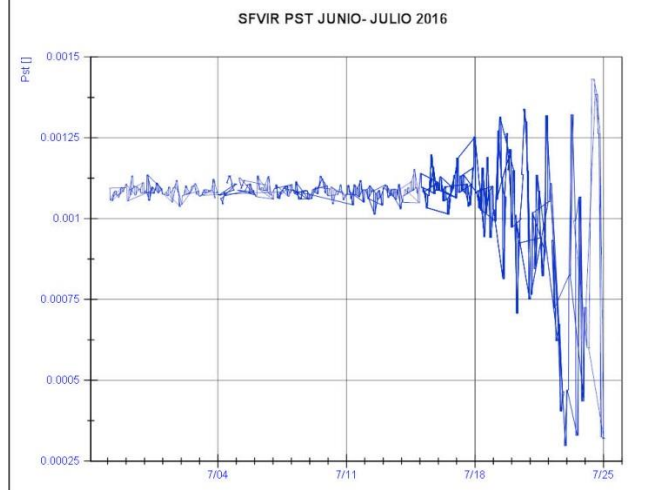
Flicker



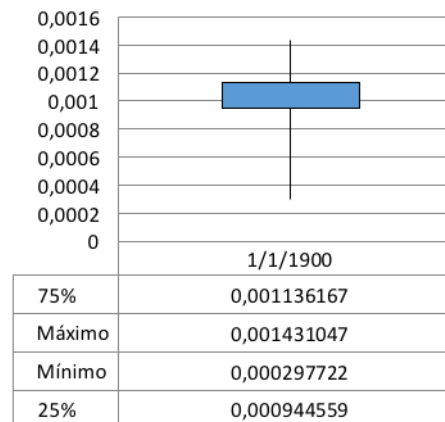
	1/1/1900
75%	0,001127061
Máximo	0,001439051
Mínimo	0,000291618
25%	0,00098373

El valor de Flicker da su medida en unidades de perceptibilidad (Perceptivity Units). EL límite de admisión es igual a 1 , es un reflejo directo del valor del PST y del PLT. En este caso la mayoría de los datos esta por el orden de 0,001 por lo que se concluye que el sistema no tiene afectaciones de este fenómeno.

PST



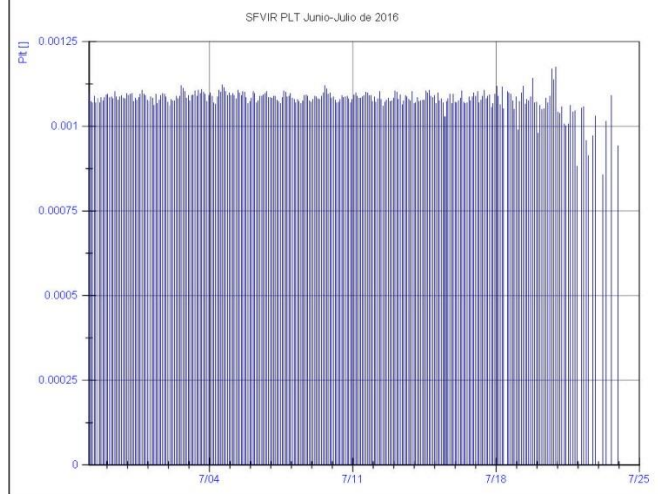
PST



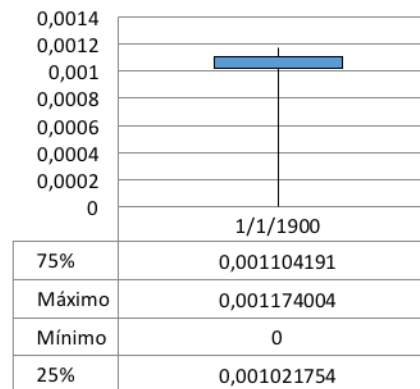
Este indicador evalúa la severidad del flicker en periodos cortos de tiempo con intervalos de observación de 10 minutos.

Como los valores obtenidos del Pst son inferiores a 1, se considera que no afecta negativamente ya que la mayoría de los datos están por el orden de 0,001.

PLT

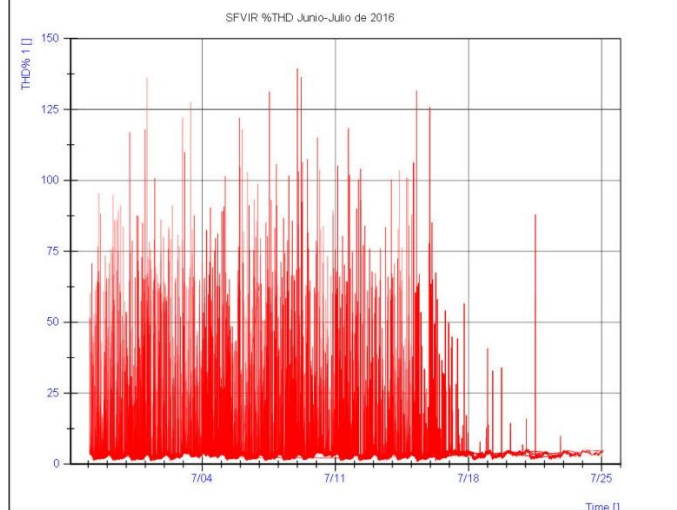


PLT

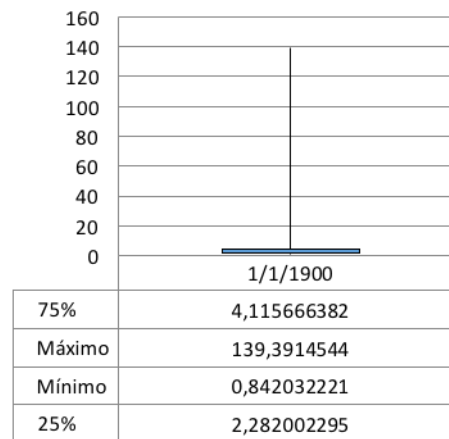


El PLT, es un indicador que se registra cada dos horas, en este caso se obtuvieron valores que cumplen con los requeridos por la norma. Para sistemas eléctricos se considera que valores inferiores a 0,8 no afectan negativamente

%THD

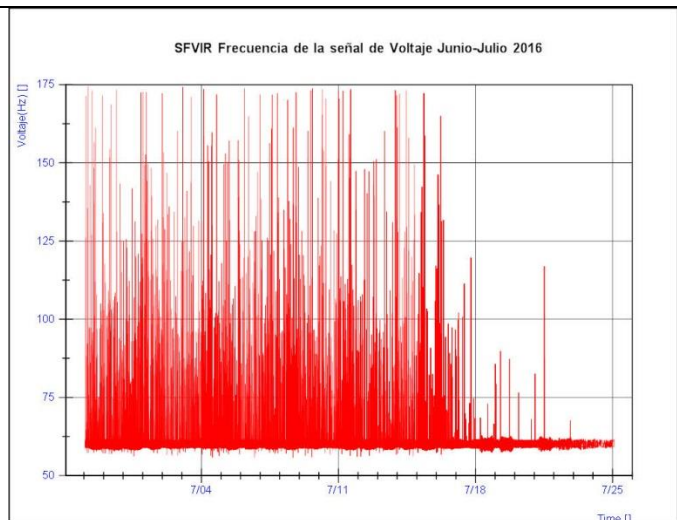


THD % 1

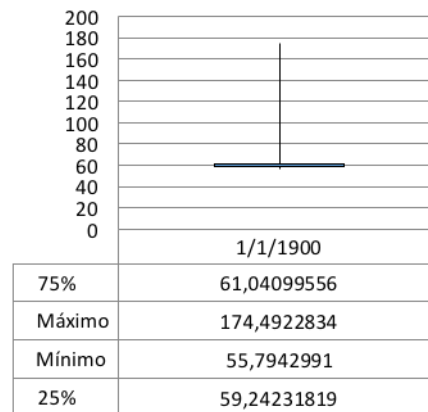


El alto porcentaje de distorsión armónica se debe a las características no lineales de los equipos y cargas del sistema eléctrico del laboratorio. Según el nivel de tensión de BT el porcentaje de distorsión armónica total de THD debería ser menor al 5% (ver tabla 21)

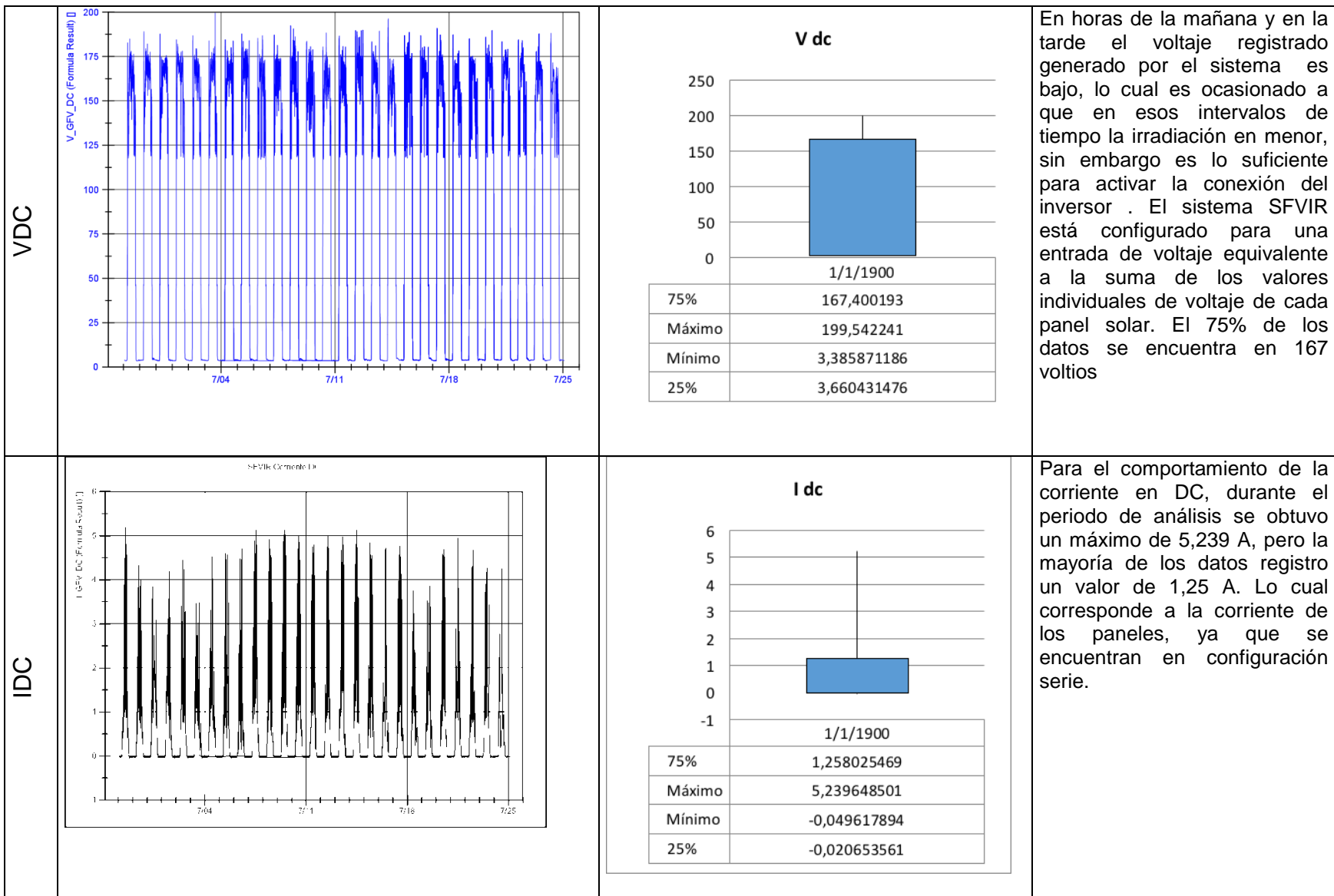
Hz



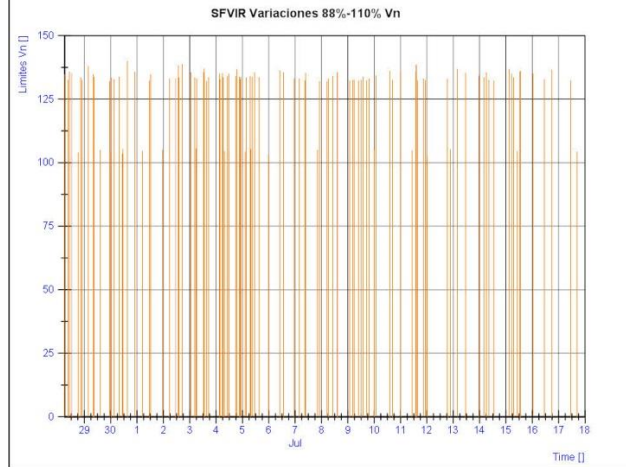
Frecuencia V (Hz)



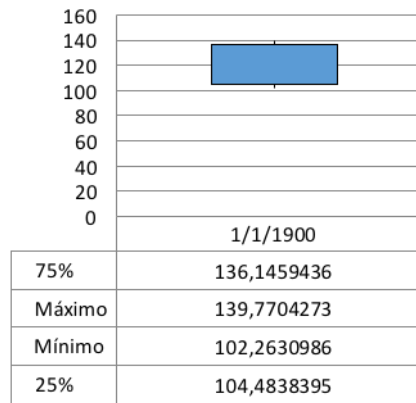
Las variaciones en frecuencia son el factor más preocupante, en el análisis de los datos realizados, debe ser motivo de identificación, ya que su causa puede ser asociada a algún equipo específico de los utilizados en los laboratorios de Ingeniería donde se encuentra instalado el sistema fotovoltaico.



Variación voltaje

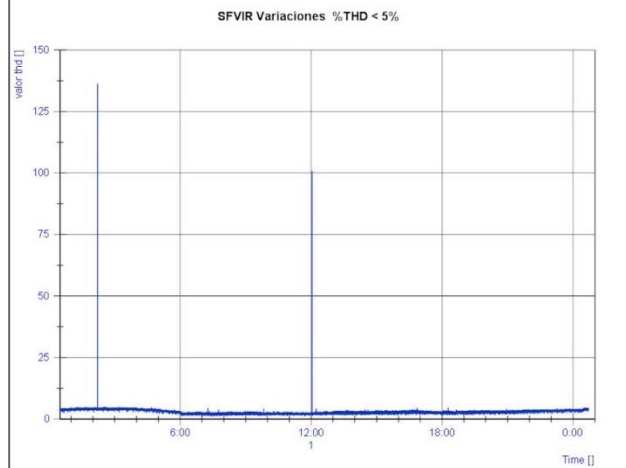


Variaciones VN

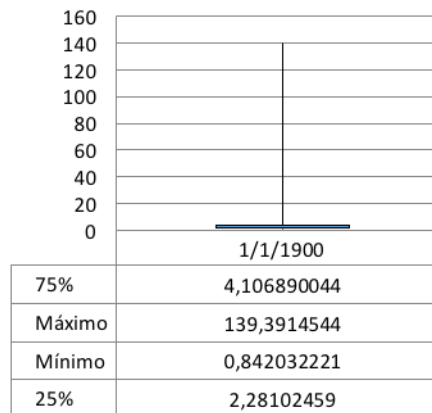


Se registraron 292 °fallas identificadas como voltajes superiores al 110% o valores en un rango del 88% del voltaje nominal, en esta primera versión del software solo se identificó el comportamiento en magnitud, falta cuantificar los intervalos de tiempo para poder clasificarlos dentro de los estándares de análisis de calidad de energía, estas magnitudes comprometen la estabilidad del sistema específicamente la calidad de la señal, y lo que se sugiere sea motivo de un análisis más detallado posteriormente.

Variación THD

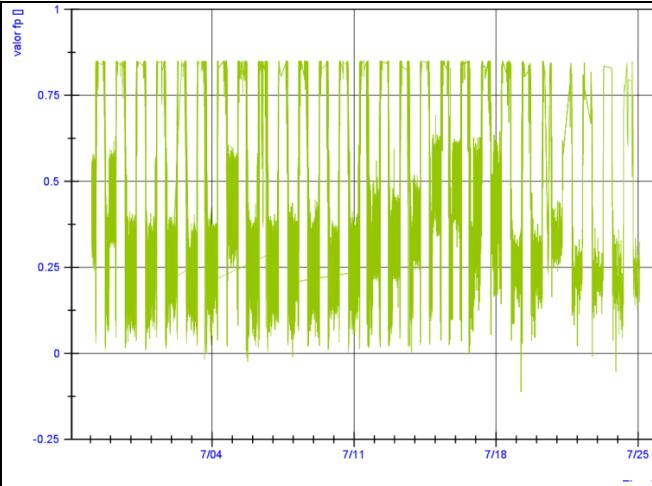


Variacion THD

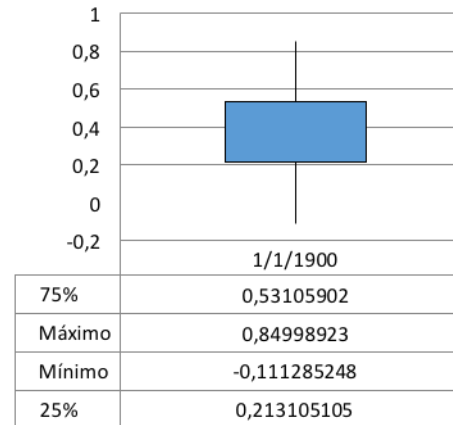


Esta grafica presenta las variaciones en el indicador de la presencia de componentes armónicos en la red, se registró un valor máximo de 139,39% y uno de 100%, lo cual puede ser ocasionado por la activación de algún equipo específico del laboratorio, lo cual debe ser analizado con mayor detenimiento para evaluar la afectación en la vida útil del inversor y de los elementos del sistema Fotovoltaico.

Variación FP

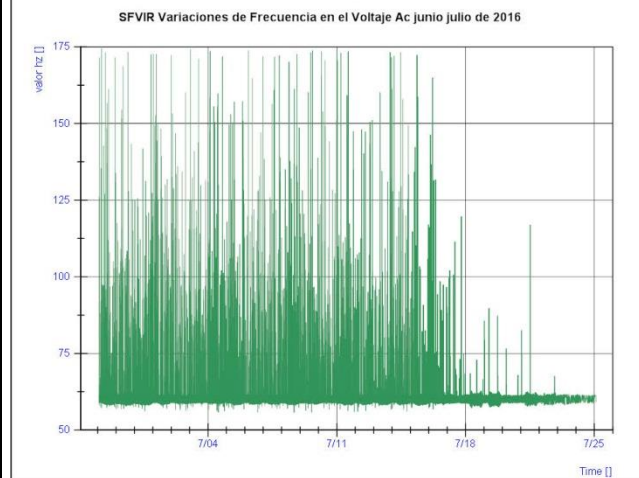


Variacion PF

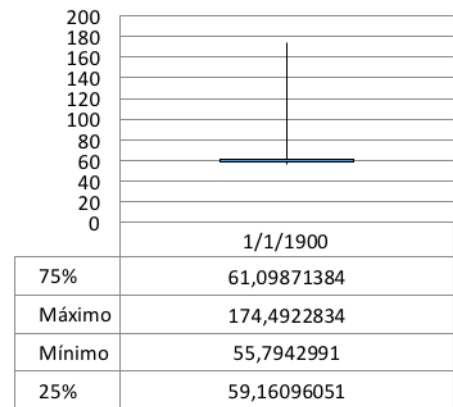


Los valores del factor de potencia que no alcanzan a cumplir el valor requerido de 0.85 según el estándar nacional, y durante el tiempo del análisis de los datos, están por el orden de 0.53, lo que significa que solo el 50 % de la energía útil está siendo aprovechada en ese instante específico de tiempo, lo que indica que en el caso de colocar cargas netamente lineales, aumentaría la eficiencia del sistema y tendríamos más valores cercanos a la unidad.

Variación Frecuencia



Variacion Hz



En la gráfica y en el análisis se realizó un hallazgo de múltiples valores de frecuencia incorporadas en el sistema, el 75% de los datos en el orden de 61,09 Hz, y diferentes valores comprendidos entre

7.2 Pruebas realizadas con el FLUKE 43B

A continuación se presentan las pruebas realizadas a la salida del inversor, en las cuales se mide voltaje y corriente con un instrumento especializado para el análisis de calidad de energía, este instrumento es el Fluke 43B el cual se utilizó como patrón para comparar algunos de los datos obtenidos con el sistema diseñado para el SFVIR.

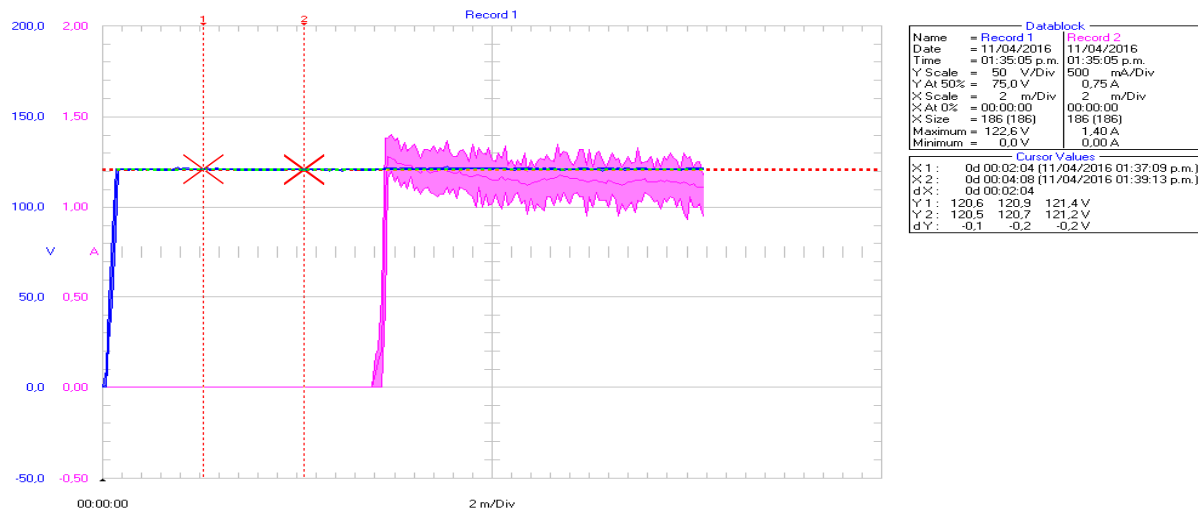


Figura 69: 11 de abril prueba de arranque del inversor y conexión al SFVIR

Figura 70 Datos 13 y 14 de Abril de 2016 Voltaje RMS y Corriente RMS a la salida del inversor durante 48 horas.

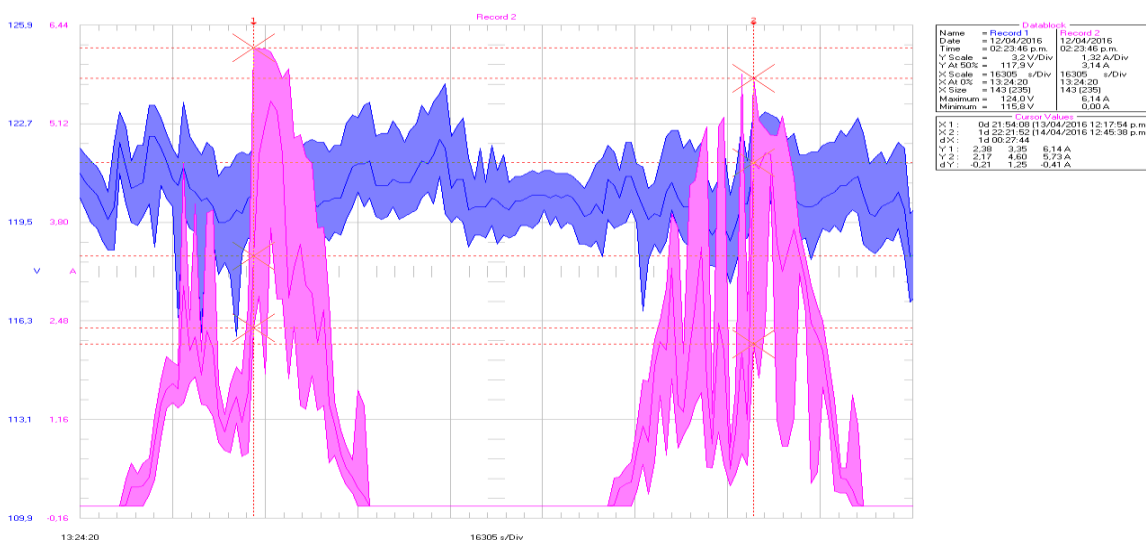


Figura 70: Voltaje y corriente a la salida del inversor

Figura 71 Voltaje y corriente registrados por el aplicativo del SFVIR

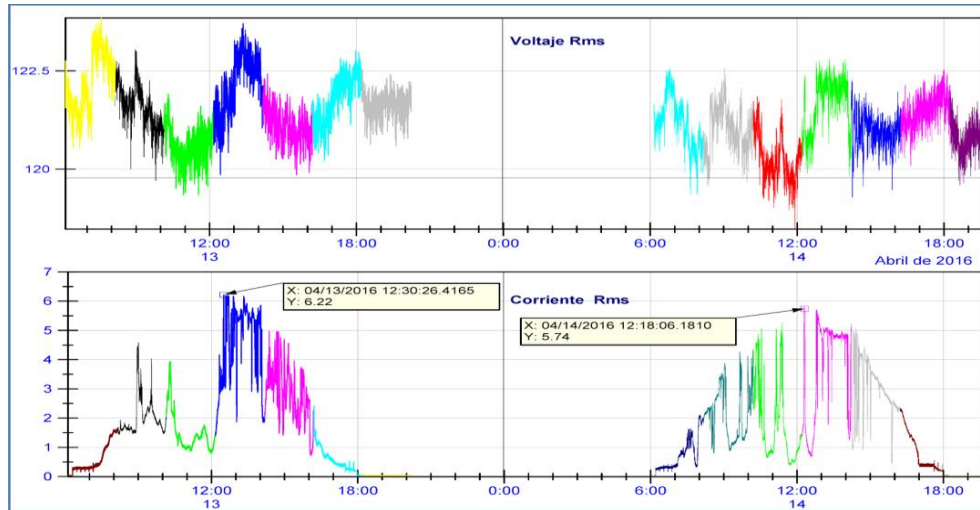


Figura 71 Voltaje versus Corriente

Figura 72 Registro de Potencia 15 Abril durante 4 horas

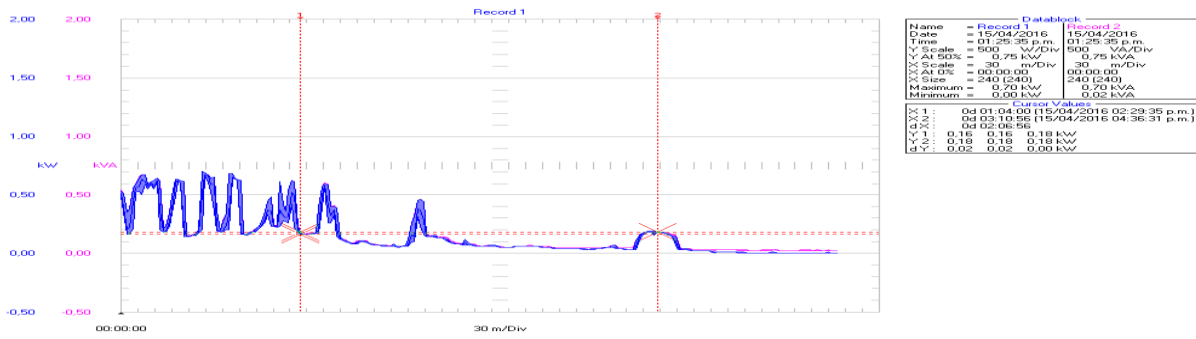


Figura 72 Potencia AC

Figura 73 Fluctuaciones 1 hora 12 Abril

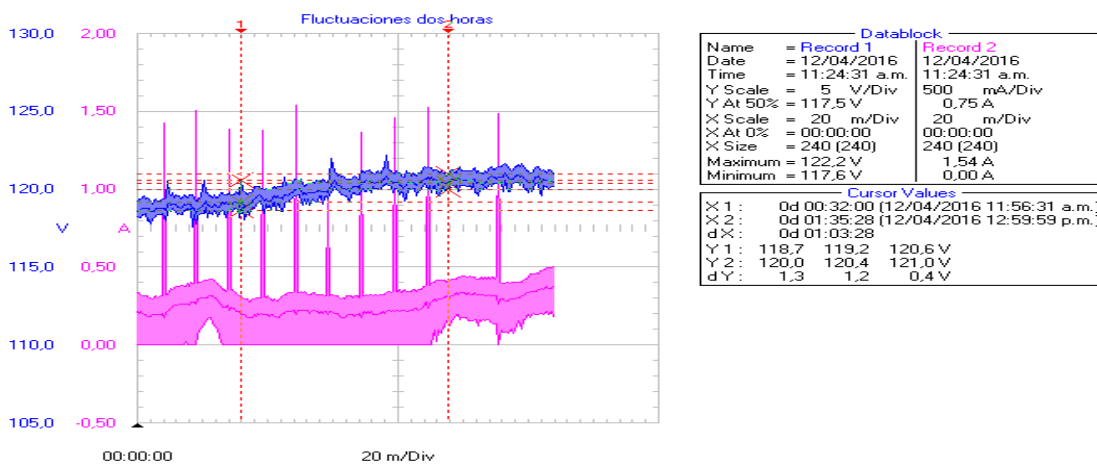


Figura 73 Fluctuaciones de voltaje y corriente

Figura 74 Armónicos de Corriente y THD 2 minutos

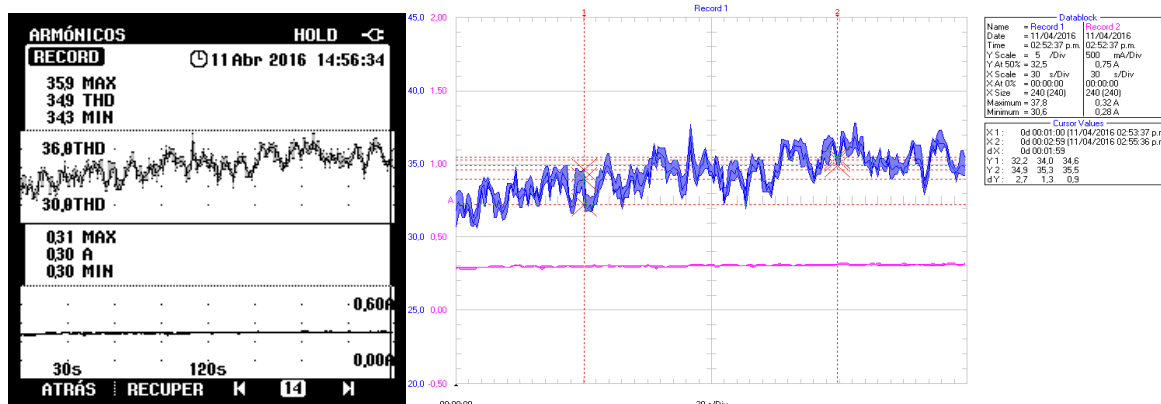


Figura 74 :Armonicos de corriente THD

Figura 75 Registro de Potencia en la carga, de los equipos de computo.

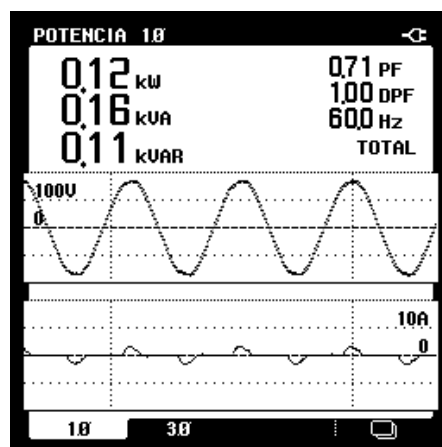


Figura 75 Potencia y FP en la carga

Figura 76 Registro del 18 al 20 de Abril Potencia en la Red de frontera BT

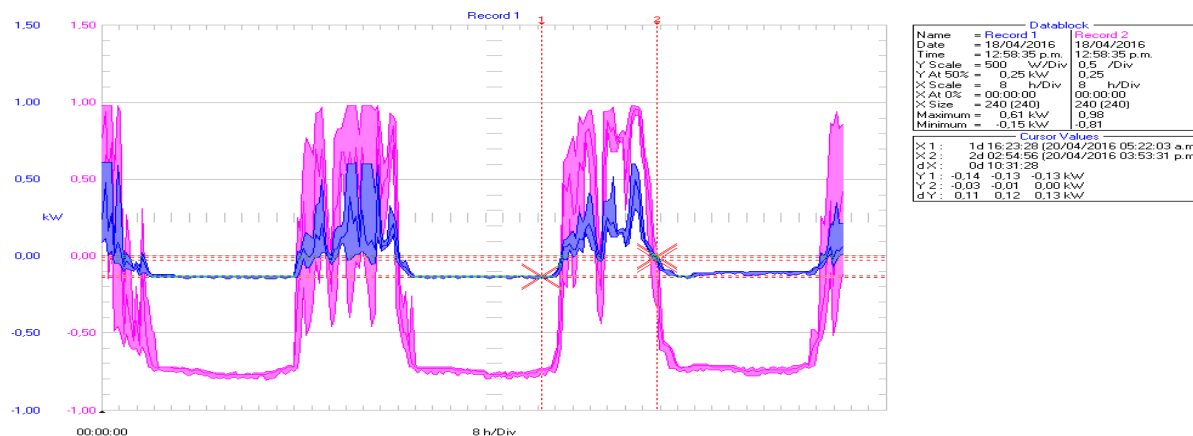


Figura 76 Potencia en la frontera de la red BT

Figura 77 registro de Fluctuaciones de voltaje y corriente del 22 al 23 de Abril de 2016 y Transitorio detectado 22 de abril de 2016

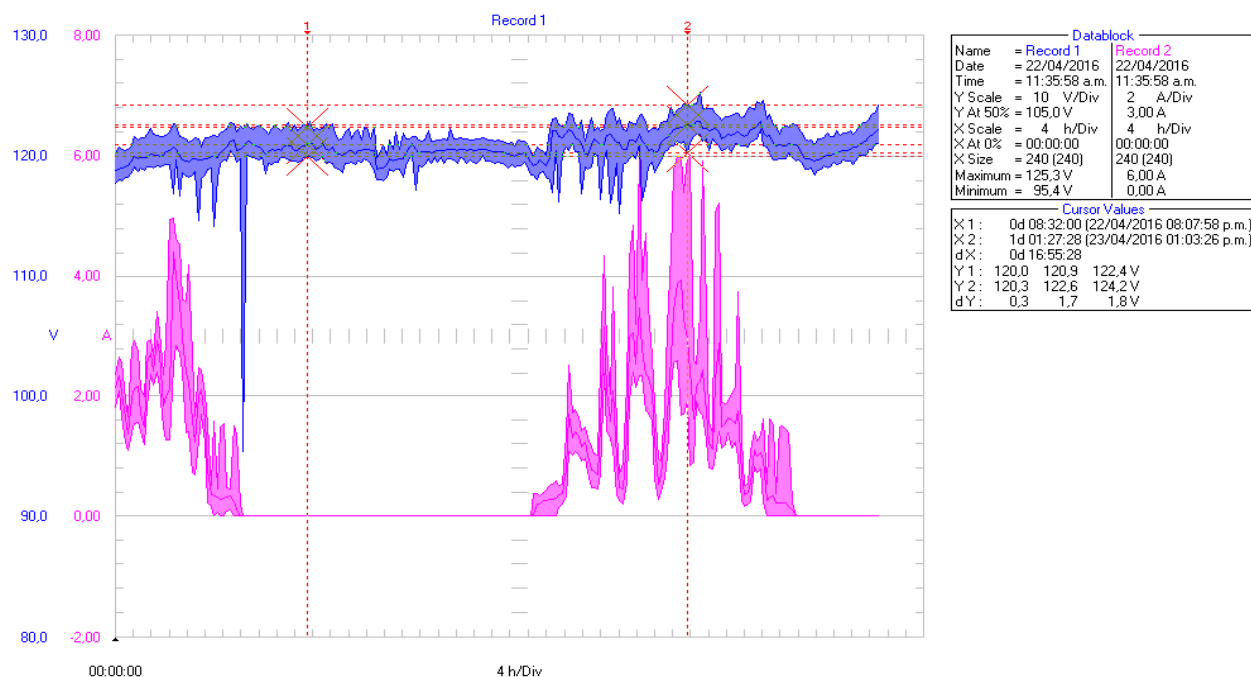


Figura 77 Fluctuaciones de voltaje y corriente

Figura 78 registro de la Potencia en el punto de frontera con la red de BT semana del 7 al 14 de Mayo.

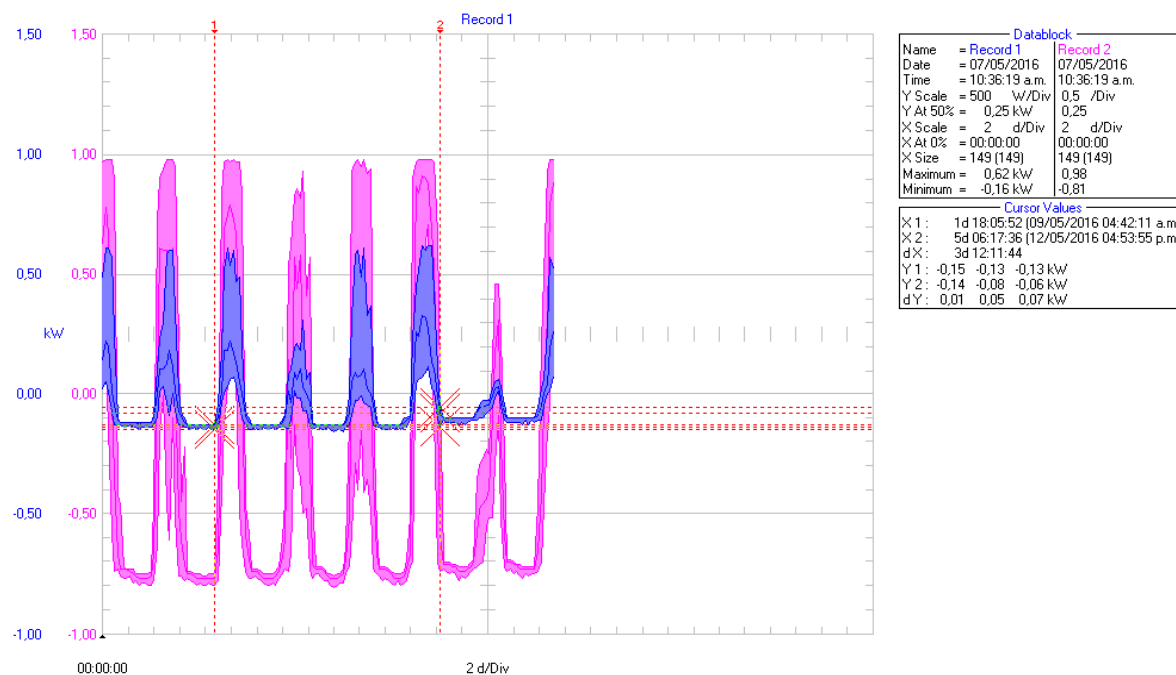


Figura 78 potencia en la frontera de la red BT

Figura 79 Armónicos de voltaje y corriente Semana del 30 abril al 7 de Mayo.

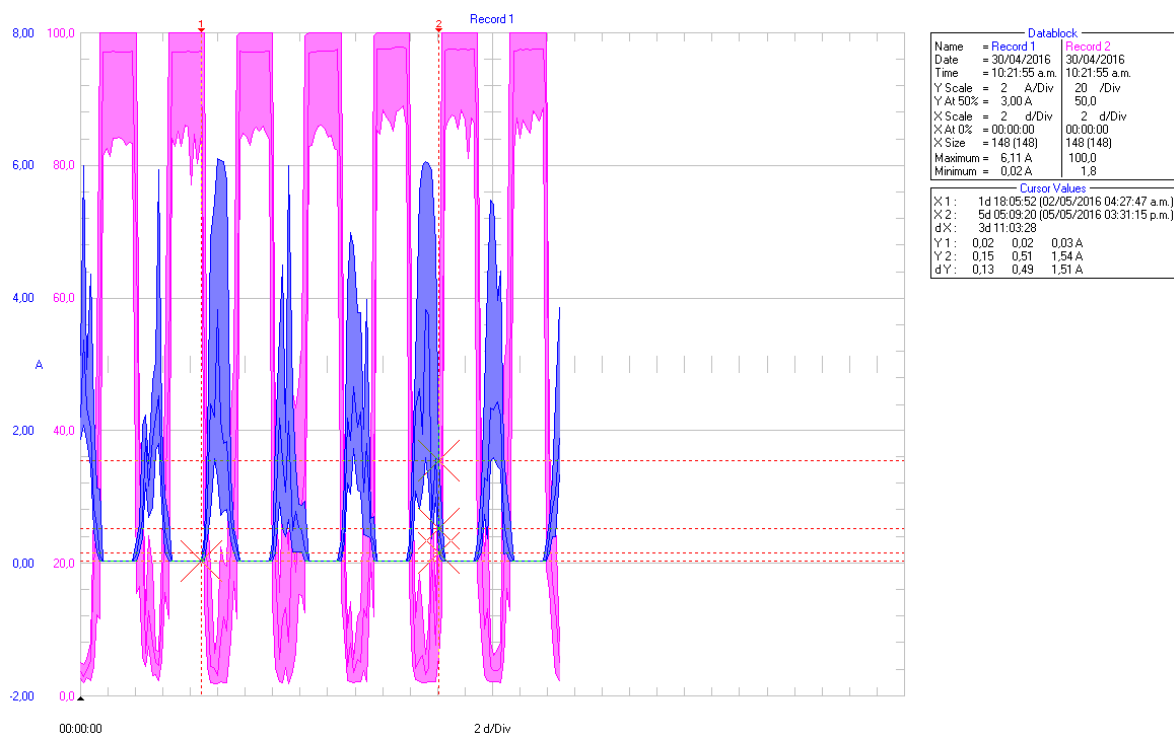


Figura 79 armonicos de voltaje y corriente

Figura 80 Comportamiento de la potencia y el Factor de potencia en la frontera del sistema, con la red eléctrica durante un periodo de 15 días.

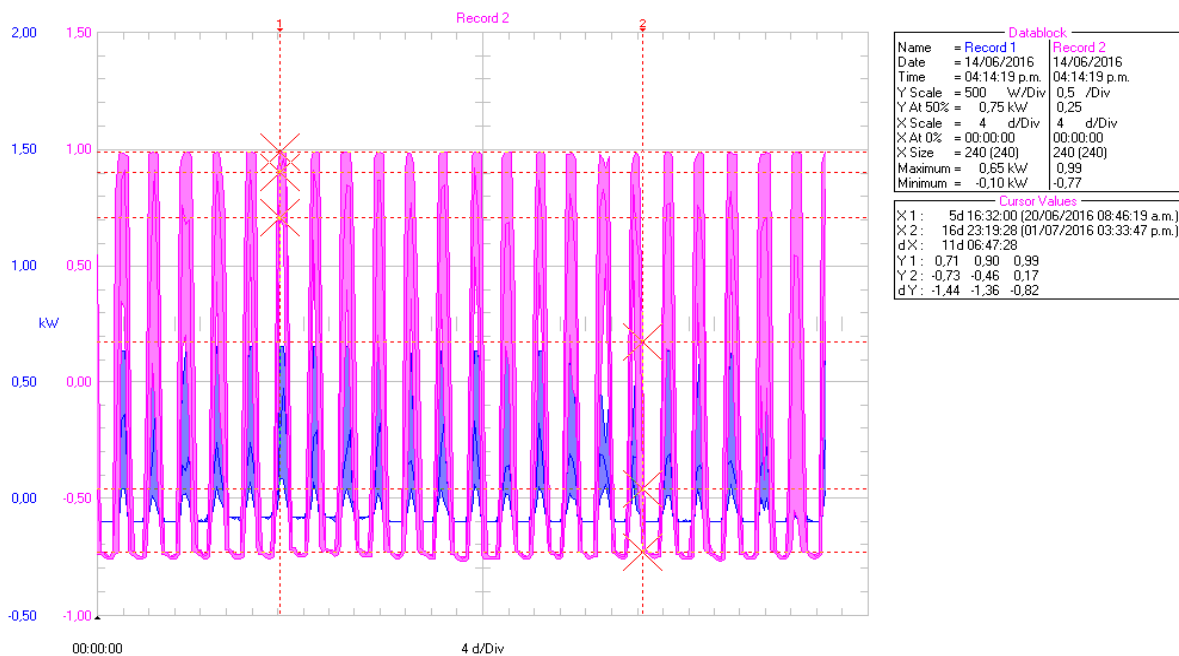


Figura 80 Potencia activa y FP en la frontera con la red

8 CONCLUSIONES

Según el comportamiento de la irradiación solar y el análisis de las variables del sistema como potencia alterna, corriente a la salida del inversor, es viable la conexión de sistemas interconectados a la red, ya se encuentran en el mercado colombiano equipos que cumplen con los estándares de la legislación colombiana, es importante resaltar que los usuarios pueden pasar a autoabastecer su consumo en el día, y en la noche tomar al energía necesaria de la red.

En la implementación de este sistema en particular se presentaron diferentes situaciones como la normatividad técnica la cual requiere ser ajustada, pensando en una pronta y masiva incorporación de usuarios a los sistemas de generación de energía con fuentes Renovables.

Esta implementación es un punto de partida para el inicio y continuación en el campo de la investigación de futuros proyectos asociados a la ampliación, profundización del sistema solar Fotovoltaico interconectado de la Universidad libre.

En los hallazgos más relevantes asociados a las variaciones de Voltaje y frecuencia, se puede concluir que se encuentran vinculados al funcionamiento de los equipos de laboratorio, ya que en esta edificación se encuentran instalados Tornos, Maquinas soldadoras, UPS, sistemas de cómputo y en general todo tipo de motores en cuyo caso se estaría afectando directamente la calidad de energía de la red de Baja tensión de la Edificación, este comportamiento de cargas no sectorizadas y diversas es un reflejo del escenario real al que se pueden enfrentar los futuros SFVIR.

Los hallazgos de variaciones y frecuencias fuera del rango de la Red, son marcados significativamente en un intervalo del periodo de los datos, lo que permite suponer que efectivamente pueden estar asociados a la conexión o uso particular de algún equipo.

Los valores registrados de las variables eléctricas de voltajes, corrientes, potencias, %THD fueron comparados para validar el funcionamiento del software, con el equipo especializado en calidad de energía FLUKE 43B.

Se sugiere dar continuidad y apoyo a este proyecto ya que abarco la incorporación de equipos con los que previamente contaba la universidad, la adquisición de nuevos elementos, la obra civil, eléctrica, electrónica, de sistemas, y se incorporó recursos propios de la autora, que deben tener continuidad para poder consolidar información mensual y anual.

Es necesario seguir trabajando en el software, el actual corresponde a la segunda version ya que inicialmente se registro en tiempo real, lo que ocasiono archivos demasiado grandes y dificiles de procesar, ademas se limito considerablemente la memora del computador, actualmente solamente se registran los promedios y fallas.

9 BIBLIOGRAFÍA

- [1] REN 21, «<http://www.ren21.net/>,» [En línea]. Available: <http://www.ren21.net/REN21Activities/GlobalStatusReport.aspx>. [Último acceso: 16 06 2016].
- [2] UPME, & BID. (2015). Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. Retrieved from http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf
- [3] I. I. R. S. L. COMPAÑÍA, «INNOVATION IN RENEWABLES S_A_ LA COMPAÑÍA {En línea}. {31 Enero de 2012},» noviembre 2011. [En línea]. Available: http://www.iir-sa.gr/sp/products/?product_id=1.
- [4] J. V. D. T. C. HERNANDEZ, «Analysis of the effect of the Implementation of Photovoltaic Systems like option of Distributed Generation in Colombia,» Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 , p. 2290–2298, (2011) .
- [5] MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA Y COLCIENCIAS, UPME, «Upme Plan Minero 2019,» Bogotá 2005. [En línea].
- [6] M. A. J. F. HERNÁNDEZ J.C., « Impact comparison of PV system integration into rural and urban feeders,» Energy Conversion and Management, Volume 49, pp. Pages 1747-1765, June 2008.
- [7] S. J. C. S. L. M.-C. CHENG C.L., « Research of BIPV optimal tilted angle, use of latitude concept for south orientated plans,» Renewable Energy, pp. Volume 34, Issue 6, P. 1644-1650, ISSN 0960-1481, DOI: 10.1016/j.renene.2008.10.025. , June 2009.
- [8] A. J. G. G. ARISTIZÁBAL, «Evaluación del Desempeño Energético de un Sistema BIPVS de 3,4kW y Dimensionamiento de un Sistema BIPVS para un Usuario Doméstico Típico en Bogotá,» Bogotá, 2009.
- [9] Y. B. L. Basto y L. A. T. Salazar, Diseño de un sistema de generación eléctrica fotovoltaica y de una red eléctrica en corriente continua en Baja tensión para el laboratorio del nuevo edificio de Eléctrica II de la Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander Facultad de ingenierías Fisico-Matematicas, 2010.
- [10] H. J. V. W. A. SÁENZA E., «Estudio del Recurso Solar en la Ciudad de Bogotá para el Diseño de Sistemas Fotovoltaicos Interconectados Residenciales,» Revista Colombiana de Física, pp. Recibido 08.03.10; , Vol. 42, No. 2 de 2010. Aceptado 20.08.1, 2010.
- [11] J. A. G. Bolaños y J. F. F. Patiño, Diseño de un sistema Solar Fotovoltaico de 20 Kwp conectado a Red, Santiago de Cali: Universidad Autonoma de Occidente, 2011.

- [12] B. E. G. G. ARISTIZÁBAL A. J., « Performance and economic evaluation of the first grid-connected installation in Colombia, over 4 years of continuous operation,» *International Journal of Sustainable Energy*, pp. 30:1, 34-46 , 2011.
- [13] D. I. ESCOBAR, ESTUDIO TECNICO - ECONOMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN MASIVA DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS PARA LOS ESTRATOS CINCO Y SEIS DE LA CIUDAD DE CALI. disponible en <http://bdigital.uao.edu.co/bitstream/10614/5219/1/TME01603.pdf>, Cali: UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE OCCIDENTE, 2013.
- [14] C. E. CORPOEMA, «Volumen 2 – Diagnóstico De Las FNCE En Colombia, Formulación De Un Plan De Desarrollo Para Las Fuentes No Convencionales De Energía En Colombia (PDFNCE),» Bogotá, 2010.
- [15] S. G. d. I. A. M. d. B. D.C, «Sisjur,» [En línea]. Available: <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=11032>. [Último acceso: 23 junio 2014].
- [16] UPME, «Eventos/foro_Normalizacion/lcontec,» [En línea]. Available: http://www.upme.gov.co/Eventos/Foro_Normalizacion/lcontec%20Solar.pdf. [Último acceso: 23 junio 2014].
- [17] S. G. d. I. A. M. d. B. D.C., «Sijur,» [En línea]. Available: <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=57353>. [Último acceso: 23 junio 2014].
- [18] Bogota.gov.co, «bogota.gov.co,» [En línea]. Available: <http://www.bogota.gov.co/ciudad/ubicacion>. [Último acceso: 3 Enero 2014].
- [19] teinteresasaber, «teinteresasaber,» s.f s.f s.f. [En línea]. Available: <http://www.teinteresasaber.com/2011/07/conociendo-las-latitudes-y-longitudes.html>. [Último acceso: 15 julio 2013].
- [20] «google Earth,» s.f s.f s.f. [En línea]. Available: www.google.com/intl/es/earth/. [Último acceso: 12 Abril 2013].
- [21] ujaen.es, «cursosolar,» ujaen, [En línea]. Available: http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/02_radiacion/01_basico/flash/mov_tierra.htm. [Último acceso: 6 1 2014].
- [22] L. C. O. V. J. L. I. N. R. A. Á. L. Mario Arrieta Paternina, «Diseño de prototipo de sistema solar fotovoltaico optimizando el ángulo de inclinación de los paneles solares,» *Prospectiva*, ISSN-e 2216-1368, vol. Vol. 10, nº 1 (Enero - Junio), pp. 97-107, 2012.
- [23] Oretano, «oretano.iele-ab.uclm.es/~carrion/.../Módulos%20Fotovoltaicos.pdf,» [En línea]. Available: <https://www.google.com.co/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&ved=0CCsQFjAA&url=http%3A%2F%2Foretano.iele-ab.uclm.es%2F~carrion%2FBibliografia%2FM%25C3%25B3dulos%2520Fotovoltaicos.pdf&ei=5PzTU-PL4fKsQTsr4DADQ&usg=AFQjCNHN6ZtBdjEYT8VsU4JSprfF>. [Último acceso: 7 1 2014].

[24] «la web de las energías renovables,» [En línea]. Available: <file:///I:/Energia%20solar/Esquema%20de%20instalaci%C3%B3n%20de%20paneles%20solares%20t%C3%A9rmicos%20y%20fotovoltaicos%20%20%20La%20web%20de%20las%20energ%C3%ADas%20renovables.htm>. [Último acceso: 7 1 2014].

[25] UPME, «www.si3ea.gov.co,» [En línea]. Available: http://www.si3ea.gov.co/si3ea/documentos/documentacion/energias_alternativas/normalizacion/GUIA_DE_ESPECIFICACIONES_DE_SISTEMAS_FOTOVOLTAICOS_PARA_LA_E.pdf. [Último acceso: 7 1 2014].

[26] A. J. A. W. D. R. P. & L. M. A. B. Cardona, «Medición y evaluación de parámetros meteorológicos para el centro de Bogotá, Colombia,» ELEMENTOS, vol. 2, nº 1, 2013.

[27] IDEAM, «[meteo aeronautica.gov.co](http://www.meteoaeronautica.gov.co),» [En línea]. Available: <http://www.meteoaeronautica.gov.co/jsp/1674>. [Último acceso: 3 ENERO 2014].

[28] A. J. B. M. A. G. G. ARISTIZABAL, «Evaluación del desempeño energético de un sistema BIPVS de 3,4kW y Dimensionamiento de un sistema BIPVS para un usuario doméstico típico en Bogotá, Colombia,» 2010.

[29] W. A. VALLEJO LOZADA, J. HERNANDEZ y E. SAENZ, «Estudio del Recurso Solar en la Ciudad de Bogotá para el Diseño de Sistemas Fotovoltaicos Interconectados Residenciales,» Revista Colombiana de Física, vol. 42, nº 2, p. 5, 2010.

[30] M. Tomas, «Solar Electricity,» Solar Electricity, pp. second edition, New York, organized by UNESCO, 2000, P. 3., 2000.

[31] U. D. P. M. E. U. CORPORACIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS INTEGRALES, «Estrategia De Uso Racional De Energía En El Sector Industrial Colombiano ,Informe Final 2004.,» 2004.

[32] eia.gov, «EIA,» [En línea]. Available: http://www.eia.gov/energyexplained/index.cfm?page=solar_photovoltaics. [Último acceso: 23 junio 2014].

[33] S. SOLAR, «SITIO SOLAR, Portal de energías renovables, {En línea}. {31 Enero de 2012},» octubre 2011. [En línea]. Available: www.sitiosolar.com/paneles%20fotovoltaicas.htm.

[34] J. A. HERNÁNDEZ MORA, «Metodología para el análisis técnico de la masificación de sistemas fotovoltaicos como opción de generación distribuida en redes de baja tensión. Tesis Doctoral. Universidad Nacional de Colombia.,» 2012. [En línea]. Available: <http://www.bdigital.unal.edu.co/7029/>. [Último acceso: 7 1 2014].

[35] H. FERNANDEZ, A. MARTINEZ y V. M. y. G. M. I. GUZMAN, «Modelo genérico de celdas fotovoltaicas GENERIC PHOTOVOLTAIC CELL MODEL. ict [online],» scielo venezuela, vol. 12, nº 48, pp. 157-162, 2008.

[36] «Energia Solar Niche,» [En línea]. Available: <http://solete.nichese.com/conexion.html>. [Último acceso: 7 1 2014].

[37] R. SERRANO y J. U. I. d. A. MANUEL, «Sistema fotovoltaico conectado a red en vivienda situada en la Sierra de Madrid,» [En línea]. Available: <http://dspace.unia.es/handle/10334/1806>. [Último acceso: 9 1 2014].

[38] NTC, NTC, CÓDIGO ELÉCTRICO COLOMBIANO. 2050 (Primera actualización. Código eléctrico Colombiano., Bogotá: NTC, 1998.

[39] I. U. C. I. d. M. BLANCO SARDINERO, «Instalación solar fotovoltaica conectada a red sobre la azotea de una nave industrial,» 2009. [En línea]. Available: <http://e-archivo.uc3m.es:8080/handle/10016/6063>. [Último acceso: 7 1 2014].

[40] S. s. technology, «SMA solar technology,Sunny Boy 700-US,» Sunny Boy 700-US, [En línea]. Available: file:///I:/Energia%20solar/SUNNY%20BOY%20700-US_%C2%A0SMA%20lb%C3%A9rica%20Tecnolog%C3%ADa%20Solar%20S_L.htm. [Último acceso: 7 1 2014].

[41] P. i. Bloom, «www.pvsinbloom.eu/upload/th%20_%20spanish.pdf,» [En línea]. Available: https://www.google.com.co/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&ved=0CCsQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.pvsinbloom.eu%2Fupload%2Fth%2520_%2520spanish.pdf&ei=v9rRUvrNBNSisQS3oYGYDQ&usg=AFQjCNFqb1DzYX8V4bd_zY_dC8W_w1DagQ. [Último acceso: 7 1 2014].

[42] ABB, «Catalogo Protectores contra sobretensiones OVR ABB,» [En línea]. Available: [http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/SCOT209.nsf/VerityDisplay/269D13430BCC68ABC125711D003FFFD4/\\$File/1TXA431001D0701_CAT_OVR.pdf](http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/SCOT209.nsf/VerityDisplay/269D13430BCC68ABC125711D003FFFD4/$File/1TXA431001D0701_CAT_OVR.pdf). [Último acceso: 15 1 2014].

[43] jmirez, «<http://jmirez.wordpress.com>,» 21 08 2010. [En línea]. Available: <http://jmirez.wordpress.com/2010/08/21/j042-definiciones-de-irradiancia-espectral-irradiancia-y-radiacion-solar/>. [Último acceso: 6 1 2014].

[44] L. M. R. SIERRA, «repository.urosario.edu.co/bitstream/10336/.../1020744431-2012.pdf,» [En línea]. Available: http://www.google.com.co/url?sa=t&rct=j&q=LINA+MAR%C3%8DA+RICAURTE+S IERRA&source=web&cd=2&cad=rja&ved=0CCUQFjAB&url=http%3A%2F%2Frepository.urosario.edu.co%2Fbitstream%2F10336%2F3838%2F1%2F1020744431-2012.pdf&ei=er-jUKn_M4bo8gTTnYHQDw&usg=AFQjCNFqzonNdbdg. [Último acceso: 10 Noviembre 2012].

[45] J. H. A. Rodrigo Augusto Rodrigues, «Programa Brasileño de Biodiesel,» 2006. [En línea]. Available: http://www.google.com.co/url?sa=t&rct=j&q=Programa+Brasile%C3%B1o+de+Bio diesel&source=web&cd=1&cad=rja&ved=0CC4QFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.biodiesel.com.ar%2Fdownload%2FBiocombustiveis_09esp-

programabrasileirobiodiesel.pdf&ei=-ZejUJy5Moy09gSZ3YCoBw&usg=AFQ.
[Último acceso: 10 Noviembre 2012].

[46] IEEE, «IEEE Definiciones estándar de términos para las células solares,» IEEE Std No.307, vol. 0, p. 1, 1969.

[47] A. Dufey, «Economía de los Biocombustibles 2010,» de Diálogo de Políticas sobre Desarrollo Institucional e Innovación en, Santiago, Chile - 28 y 29 de Marzo 2011, 2011.

[48] «pwp.supercabletv.net.co,» [En línea]. Available:
<http://pwp.supercabletv.net.co/garcru/colombia/Colombia/clima.html>. [Último acceso: 6 1 2014].

[49] «portalplanetasedna,» [En línea]. Available:
<http://www.portalplanetasedna.com.ar/coordenadas.htm>. [Último acceso: 4 1 2014].

[50] ©FAO, 2012, «Oficina Regional de la FAO para América Latina y el Caribe,» [En línea]. Available:
http://www.fao.org/alc/file/media/pubs/2012/boletin_san_2012_2.pdf. [Último acceso: 2 Noviembre 2012].

[51] «Journey to Forever,» [En línea]. Available:
<http://es.journeytoforever.org/biocombustibles/alimento-o-combustible.cgi>. [Último acceso: 2 Noviembre 2012].

[52] «ingenieriaelectricaexplicada,» [En línea]. Available:
<http://ingenieriaelectricaexplicada.blogspot.com/2011/07/etanol-la-solucion-latinoamericana.html>. [Último acceso: 10 Noviembre 2012].

[53] «<http://www.bancomundial.org/>,» [En línea]. Available:
<http://www.bancomundial.org/temas/preciosalimentos/alerta/abril-2012.html>. [Último acceso: 2 Noviembre 2012].

[54] fedebiocombustibles, «Federacion nacional de combustibles de Colombia,» 2012. [En línea]. Available: <http://www.fedebiocombustibles.com/v2/nota-busqueda.htm>. [Último acceso: 31 octubre 2012].

[55] «Energías Renovables,» [En línea]. Available: <http://www.energias-renovables.com/articulo/biocarburantes-vs-alimentos-el-alza-de-precios-20120828/>. [Último acceso: 2 Noviembre 2012].

[56] www.brasil.gov.br, «Energia-es,» [En línea]. Available:
<http://www.brasil.gov.br/energia-es/matriz-energetica/biocombustibles/print>. [Último acceso: 10 Noviembre 2012].

[57] «earth.google.com,» google, [En línea]. Available: earth.google.com/. [Último acceso: 30 julio 2013].

[58] «CONSEJO COLOMBIANO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA,» [En línea]. Available:
<file:///D:/BIOCOMBUSTIBLES%20GLM/Debate%20%20Biocombustibles%20versus%20Alimentos%20->

%20Consejo%20Colombiano%20de%20Eficiencia%20Energ%C3%A9tica.htm.
[Último acceso: 2 Noviembre 2012].

[59] «biodieselspain,» [En línea]. Available:
<http://www.biodieselspain.com/2007/03/02/potencial-del-biodiesel-en-brasil/>.
[Último acceso: 10 Noviembre 2012].

[60] BBC MUNDO - PRODUCTOS Y SERVICIOS, «BBC MUNDO.com,» 22 Abril 2008. [En línea]. Available:
http://news.bbc.co.uk/hi/spanish/business/newsid_7360000/7360496.stm. [Último acceso: 2 Noviembre 2012].

[61] «agroparaguaya.wordpress.com,» [En línea]. Available:
http://t0.gstatic.com/images?q=tbn:ANd9GcQxmYW8_UP1ddOKYPTE3SnmPDOnWDDjWU1fYnKCr5Sgng1jJny1. [Último acceso: 2 Noviembre 2012].

[62] «© 2012 Grupo Intereconomía. Paseo de la Castellana 36-38 Madrid 28046 España,» [En línea]. Available: <http://www.intereconomia.com/noticias-gaceta/sociedad/europa-tira-ano-mitad-los-alimentos-que-produce-20121025>.
[Último acceso: 2 Noviembre 2012].

[63] [En línea]. Available: <http://almaak.tripod.com/temas/coordenadas.htm>.
[Último acceso: 15 julio 2013].

[64] universidad de los andes, [En línea]. Available:
<http://espanol.mapsofworld.com/continentes/sur-america/colombia/latitud-y-longitud-de-colombia.html>. [Último acceso: 15 julio 2013].

[65] [En línea]. Available:
http://images.google.com.co/imgres?q=El+sistema+de+coordenadas+geogr%C3%A1ficas+determina+todas+las+posiciones+de+la+superficie&hl=es&biw=1024&bih=462&tbn=isch&tbnid=T4Q_UI1E0d79TM:&imgrefurl=http://resources.arcgis.com/es/help/getting-started/articles/02.

[66] [En línea]. Available:
<http://images.google.com.co/imgres?q=El+sistema+de+coordenadas+geogr%C3%A1ficas+determina+todas+las+posiciones+de+la+superficie&hl=es&biw=1024&bih=462&tbn=isch&tbnid=GoeAtja2ERS8kM:&imgrefurl=http://mundogeografiaa.blogspot.com/2012/03/las-coordenadas-geo>.

[67] A. I. D. L. ENERGÍA, «Photovoltaic power systems in selected IEA member countries: the second of a series of survey reportsll.,» 2003. [En línea]. [Último acceso: 18 6 2014].

[68] T. R. H. B. G. CRAWFORD, « A net energy analysis of cogeneration with building integrated photovoltaic systems (BIPVS),» School of Architecture and Building, Deakin University, Geelong , 3217, Australia, University of New South Wales, Sydney,.

[69] J. C. VELÁSQUEZ R, «Utilización de las Energías Renovables en el sector rural Colombiano,Universidad Surcolombiana,» Neiva, 2008.

- [70] UNIVERSIDAD DE ANTOFAGASTA, «Departamento de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, {En línea}. {31 Enero de 2012},» octubre 2011. [En línea]. Available: <http://www.uantof.cl/cdea/fundamentos.html>.
- [71] R. R. E. P. N. O. T. 2. CENTUR, «Global status report 201 REN21_GSR_2010_full_revised,» Septiembre 2010. [En línea].
- [72] R. HASSAN, «Energy analysis of facade-integrated photovoltaic systems applied to UAE commercial buildings,» Solar Energy, pp. Volume 84, Issue 12, Pages 2009-2021, ISSN 0038-092X, DOI: 10.1016/j.solener.2010.10.002., 2010.
- [73] Y. H. LU L., «Environmental payback time analysis of a roof-mounted building-integrated photovoltaic (BIPV) system in Hong Kong,» Applied Energy, pp. Volume 87, Issue 12, P. 3625-3631, ISSN 0306-2619, DOI: 10.1016/j.apenergy.2010.06.011., December 2010.
- [74] M. A. J. F. HERNÁNDEZ J.C., «Impact comparison of PV system integration into rural and urban feeders,» Energy Conversion and Management, pp. Volume 49, Issue 6, Pages 1747-1765, ISSN 0196-8904, 10.1016/j.enconman.2007.10.020., June 2008.
- [75] J. F. FLORES, «Energía Fósil y Energía Renovable: Realidad y Proyecciones, Conversatorio sobre Energía Universidad de Puerto Rico Recinto de Mayagüez,» 2008.
- [76] B. M.-T. Gil, « Instituto Sindical de Trabajo, Ambiente y Salud (ISTAS) Ahorro y gestión eficiente de la energía,» 2010.
- [77] windows2universe.org, «windows2universe.org,» s.f s.f s.f. [En línea]. Available: http://www.windows2universe.org/geography/latitude_longitude_cutout.html&lang=sp. [Último acceso: 15 julio 2013].
- [78] R. SERRANO y J. MANUEL, «Sistema fotovoltaico conectado a red en vivienda situada en la Sierra de Madrid,» [En línea]. Available: <http://dspace.unia.es/handle/10334/1806>. [Último acceso: 9 1 2014].
- [79] Asprilla, M. (2012). Sistema electrónico para la adquisición , procesamiento y comunicación de las señales eléctricas para el uso en redes inteligentes (Smart Grids), 15–24.
- [80] Divisor de tensión - Wikipedia, la enciclopedia libre. (n.d.). Retrieved June 3, 2016, from https://es.wikipedia.org/wiki/Divisor_de_tensi%C3%B3n
- [81]Ernesto, H. (2011). A mis padres y hermanos.
- [82]Rojas, A. E. (2012). Transformadores de corriente, 1–43.
- [83] TARJETA ACS-5A, Sigma Electrónica. (n.d.). Retrieved June 3, 2016, from <http://www.sigmaelectronica.net/tarjeta-p-1287.html>
- [84] Hernández, J., Aristizabal, J., & Gordillo, G. ANALISIS DE CALIDAD DE POTENCIA PARA UN SISTEMA FOTOVOLTAICO INTERCONECTADO. In Simposio Internacional sobre la Calidad de la Energía Eléctrica-SICEL (Vol. 2).

- [85] Flechas Jairo, 2014
http://empresas.micodensa.com/BancoConocimiento/S/soluciones_de_calidad_en_potencia/soluciones_de_calidad_en_potencia.asp
- [86] Segunda Etapa -Proceso Lámpara -Ojo - Cerebro.
(2009).<http://www.ecamec.com.ar/newsletter/bajarnotad0209.pdf>
- [87] (A.E. Legarreta, A. Gomez y C. E. D'Attellis, "DETECCION DE FLICKER BASADO EN UN ESQUEMA DE MULTIRRESOLUCION", IEEE-IIE-FI - Primeras Jornadas Regionales de Calidad de Energía Eléctrica, Septiembre 2006.
- [88]<http://iie.fing.edu.uy/jrcee2006/trabajos/p11.pdf>)
- [89] Aguilar, J. D., Perez, P. J., De, J., Casa, L., & Rus, C. (n.d.). CÁLCULO DE LA ENERGÍA GENERADA POR UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED: APLICACIÓN DOCENTE. Retrieved from <http://solar.ujaen.es>
- [90] Simonetta Juan Ignacio. (n.d.). DISPOSITIVO INALÁMBRICO DE ADQUISICIÓN DE DATOS PARA EL ANÁLISIS DE CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.
- [91] Kipp en zonen. (2000). Instruction Sheet Installation. Measurement, 273.